

VŠB – Technická univerzita Ostrava
Fakulta elektrotechniky a informatiky
Katedra elektroenergetiky

Spolehlivost větrných elektráren
v energetických soustavách

Reliability of wind power plants

2009

Bc. Roman Dvořák

Zadání diplomové práce

Student: **Bc. Roman Dvořák**
Studijní program: N2649 Elektrotechnika
Studijní obor: 3907T001 Elektroenergetika
Téma: **Spolehlivost větrných elektráren v energetických soustavách**
Reliability of wind power plants

Zásady pro vypracování:

1. Teoretický rozbor a rešerše literatury
2. Popis technologického vývoje větrných elektráren
3. Rozbor spolehlivosti jednotlivých komponentů větrných elektráren
4. Vliv větrných elektráren na provoz ES a kvalitu dodávky el. energie
5. Zálohování větrných elektráren s možností akumulace energie
6. Modelování reálného provozu větrných elektráren
7. Ekonomické zhodnocení provozu větrných elektráren

Seznam doporučené odborné literatury:

1. Hradílek Z.: Elektroenergetika distribučních a průmyslových sítí. Skripta VŠB-TU Ostrava, 2008.
2. Kaminský J.: Obnovitelné zdroje energie, VŠB 1998.
3. Cenek M.: Obnovitelné zdroje energie, FCC Public.
4. Burdek Z.: Podklady fy ČEZ, a.s.

Formální náležitosti a rozsah diplomové práce stanoví pokyny pro vypracování zveřejněné na webových stránkách fakulty.

Vedoucí diplomové práce: **prof. Ing. Zdeněk Hradílek, DrSc.**

Datum zadání: 30.11.2008

Datum odevzdání: 07.05.2009



prof. Ing. Zdeněk Hradílek, DrSc.
vedoucí katedry

prof. Ing. Ivo Vondrák, CSc.
děkan fakulty

Prohlášení

Prohlašuji, že jsem tuto diplomovou práci vypracoval samostatně.
Uvedl jsem všechny literární prameny a publikace, ze kterých
jsem čerpal.

Děkuji firmě VAPOL s.r.o., a firmě ELDACO a.s. za poskytnutá
data pro vytvoření části této diplomové práce.

V Olomouci

Roman Dvořák

Abstrakt

Cílem této diplomové práce je popis spolehlivosti větrných elektráren nejen z pohledu dodávek elektrické energie, ale i z pohledu spolehlivosti technologických částí. Dále se zabývám vlastností větrných elektráren při dodávkách do elektrizační sítě, i možností jejich zálohování při výpadku. Následuje kapitola o možnosti využití predikce pro předpověď počasí, s možností uplatnění v reálném modelu, který dokáže spočítat odhadované množství budoucích dodávek do distribuční nebo přenosové sítě. Hlavním bodem této diplomové práce je zhodnocení provozu větrné elektrárny z pohledu návratnosti investic, kterou jsem vytvořil z dat poskytnutých od spolupracujících firem.

Klíčová slova

Větrná elektrárna, větrná energie, větrný park, jmenovitý výkon, rotor, generátor, gondola, tubus, převodovka, vedení, síť, distribuční, přenosová, spolehlivost.

Abstrakt

The aim of this thesis is a description of the reliability of wind power not only from the perspective of electricity supply, but also from the perspective of technological components. We are also engaged in the properties of wind power in the supply of electricity to the network, and the possibility of failure in the backup. Here is a chapter on the use of prediction for the weather forecast, with possible applications in the real model that can calculate the estimated amount of future deliveries to the distribution or transmission networks. The main point of this thesis is to evaluate the operation of wind power in terms of return on investment, which I created from data supplied by cooperating companies.

Keywords

Wind energy, wind energy, wind park, rated power, rotor, generator, nacelle, tube, transmission, conduct, network, distribution, transmission, reliability.

Seznam použitých symbolů a zkratek

ANN	- Aplikace neuronových sítí
AWPT	- Německý model předpovědi
AZT	- Alianz centre of technology
CO ₂	- Oxid uhličitý
ČEPS	- Česká energetická přenosová soustava
ČSU	- Český statistický úřad
ČSVE	- Česká společnost pro větrnou energii
dB	- Jednotka hluku (absolutní)
dBA	- Jednotka hluku (akustická)
DS	- Distribuční síť(soustava)
ERÚ	- Energetický regulační úřad
ES	- Elektrizační soustava
HDO	- Hromadné dálkové ovládání
Hz	- Frekvence
IEC	- Mezinárodní elektrotechnická komise
JE	- Jaderná elektrárna
kWh, MWh,	- Jednotky elektrické práce
m,km	- Jednotka délky
MOS	- Model output statistic
MW, kW	- Jednotky elektrického výkonu
NWP	- Numerický model pro předpověď počasí
OPEC	- Mezinárodní organizace vyvázející ropu
OZE	- Obnovitelné zdroje
PpS	- Podpůrné služby
PS	- Přenosová síť
PVE	- Přečerpávající vodní elektrárna
RMSE	- Průměrná relativní chyba
Skupina ČEZ	- Energetická společnost
SyS	- Systémové služby
THD	- Celkové harmonické zkreslení
UCTE	- Union for the Coordination of Transmission of Electricity
V, kV	- Jednotka napětí
VN	- Vysoké napětí
VTE	- Větrná elektrárna
VVN	- Velmi vysoké napětí
Wm ⁻²	- Výkon větru

1	Úvod	1
2	Teoretický rozbor a rešerše literatury	2
2.1	Teorie o větrné energii	2
2.2	Teorie větrné elektrárny	2
2.2.1	Teoreticky dosažitelný výkon	2
2.2.2	Účinnost	3
2.2.3	Rychlost větru v obecných podmínkách	3
2.2.4	Hlučnost větrných elektráren	4
2.2.5	Šíření hluku větrných elektráren	4
2.2.6	Infrazvuky	4
2.2.7	Rozsah a zdroj hluku	5
3	Popis technologického vývoje větrných elektráren	5
3.1	Vývoj větrných elektráren	5
3.2	Rozdělení větrných elektráren podle velikosti	6
3.2.1	Malé větrné elektrárny	6
3.2.2	Velké větrné elektrárny	7
3.3	Regulace výkonu rotoru	7
3.3.1	PITCH regulace	7
3.3.2	STALL regulace	7
3.4	Větrné elektrárny s převodovkou a bez převodovky	7
3.4.1	Elektrárny bez převodovky	8
3.4.2	Elektrárny s převodovkou	8
3.5	Rozdělení dle použitého generátoru	8
3.6	Základní pohony	9
3.6.1	Změna geometrie rotorových lopatek	9
3.6.2	Odstavení elektrárny	9
3.6.3	Opotřebení a životnost	9
3.6.4	Čistota provozu a údržba	9
3.6.5	Natáčení proti větru	10
3.7	Nové trendy pro větrné elektrárny	10
3.7.1	Plovoucí elektrárna	10
3.7.2	Budoucí vývoj technologie	11
3.8	Perspektivy větrné energetiky v ČR	11
3.9	Plánované projekty větrných elektráren v ČR	12
4	Rozbor spolehlivosti jednotlivých komponentů větrných elektráren	12
4.1	Spolehlivost větrných elektráren	12
4.1.1	Spolehlivostní ukazatele	12
4.2	Poruchovost větrné elektrárny	14
4.3	Hlavní komponenty a jejich závady	14
4.4	Monitorování stavu stroje a prediktivní údržba	16
4.5	Systémy údržby	16
4.6	Diagnostika větrné elektrárny	17
5	Vliv větrných elektráren na provoz ES a kvalitu dodávky elektrické energie	17
5.1	Vlivy větrných elektráren na provoz elektrizační soustavy	17
5.1.1	Stávající prostředky regulace	18
5.1.2	Charakteristika zdrojů energie z hlediska regulace	18
5.1.3	Vyvolané investice	19
5.1.4	Velikost ztrát	19
5.2	Připojitelnost větrných elektráren do ES	19
5.2.1	Výpočet ustáleného stavu sítě	19

5.2.2	Flicker - kolísání napětí	20
5.2.3	Útlum signálu HDO	20
5.2.4	Proudy vyšších harmonických.....	21
5.3	Dopady legislativy na provoz ES	21
5.3.1	Reálný vliv VTE v ČR	22
6	Zálohování větrných elektráren s možností akumulace energie	22
6.1	Rozdělení podle místa dodání elektrické energie	22
6.2	Základní způsoby akumulace energie	22
6.3	Nejrozšířenější zálohy a akumulace	23
6.3.1	Tepelné elektrárny	23
6.3.2	Paroplynové elektrárny.....	23
6.3.3	Tlakovzdušné akumulární elektrárny.....	23
6.3.4	Přečerpávací vodní elektrárny	24
6.3.5	Jaderná elektrárna	24
6.4	Další možnosti zálohy a akumulace	24
6.5	Zálohování a akumulace pro VTE.....	24
7	Modelování reálného provozu větrných elektráren	25
7.1	Variabilita rychlosti a hustoty větru	26
7.2	Denní rozložení rychlosti větru	26
7.3	Metody predikce výroby větrnými elektrárnami.....	26
7.4	Modely pro predikci výroby elektrické energie	28
8	Ekonomické zhodnocení provozu větrných elektráren	29
8.1	Ekonomický rozvoj	29
8.2	Stanovená cena	29
8.3	Technicko-ekonomické parametry	30
8.4	Výpočet efektivnosti a návratnosti vložených investic	32
8.4.1	Výpočet efektivnosti.....	32
8.4.2	Návratnost investic	35
9	Závěr.....	39
10	Literatura	40

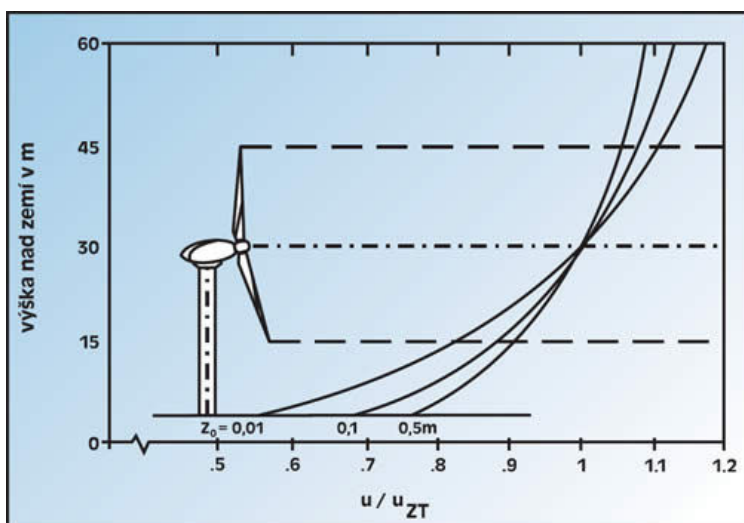
1 Úvod

Větrné elektrárny jako zdroje obnovitelné elektrické energie získávají podporu v celé Evropské unii, v našem státě je masivnější rozmach zaznamenán až po roce 2005, kdy vstoupil v platnost zákon 180/2005 Sb. Pro investory v oblasti obnovitelných zdrojů představuje tento zákon podporu ve formě dotací, daňových úlev, garantovaných výkupních cen s možností získání zeleného bonusu. S růstem počtu větrných elektráren však nastává otázka, je-li možné připojit jakýkoliv výkon do distribuční nebo přenosové sítě a jaké to bude mít dopady na provoz těchto sítí. Majitele elektráren obecně nezajímá, jaký bude mít dopad začlenění těchto větrných elektráren z hlediska dodávky proměnlivých výkonů do elektrizační sítě, naopak provozovatel přenosové sítě je ze zákona zodpovědný za udržení výkonové rovnováhy v soustavě a musí zajistit regulační energii v dostatečném množství. Při větším zastoupení větrných elektráren v elektrizační soustavě to znamená dodatečné náklady na nákup podpůrných a systémových služeb. Tato záloha samozřejmě představuje náklady, které se musí projevit v ceně elektrické energie u konečného zákazníka. V jednotlivých kapitolách se budu zabývat samotnou podstatou přeměny větru na elektrickou energii v současných možnostech, ale přiblížím i náhled do blízké budoucnosti větrných elektráren. Samostatná kapitola této diplomové práce bude zaměřena na ekonomičnost a návratnost vložených investic do těchto velkých projektů.

2 Teoretický rozbor a rešerše literatury [7, 8, 31]

2.1 Teorie o větrné energii

Větrná energie není pojem založený jen na rychlosti větru, ale je to celá řada faktorů, která ovlivňuje vznik větrné energie. Hustota výkonu větru charakterizuje energii větru v dané ploše (udává se v Wm^{-2}). Výkon je přímo úměrný hustotě vzduchu a třetí mocnině rychlosti větru. S rostoucí nadmořskou výškou rychlost větru narůstá podle logaritmického vztahu. Vzhledem k faktu, že se rychlost větru s časem mění, vyjadřuje se hustota energie za určitý časový interval, nejčastěji za období měsíce a roku. Údaje pro výpočty se získávají měřením směru a rychlosti větru ve dvou výškách na jednom měřicím místě. Jsou to desetiminutové průměry, ze kterých se pomocí topografických map a mnoha dalších údajů získává přepočtem pomocí počítačových softwarů velmi přesný odhad. Velikost výkonu předaného ze vzduchu určuje plocha a tvar rotoru, dále výška umístění nad zemí a délka listů.



Obr. 2.1 Vertikální profily rychlosti větru v přízemní vrstvě při různých parametrech drsnosti. [20]

2.2 Teorie větrné elektrárny

2.2.1 Teoreticky dosažitelný výkon

Proudící vzduch předá listům větrné elektrárny část své kinetické energie. Albert Betz v roce 1919 odvodil teoreticky maximální dosažitelnou účinnost větrného stroje na 59% (Betzovo pravidlo). Kinetická energie větru se v turbíně mění na energii otáčivého pohybu a následně v generátoru na energii elektrickou. Teoreticky dosažitelný výkon činí v případě jednotkové plochy:

$$P_t = k_B \cdot \rho \cdot \frac{v^3}{2}, \text{ kde } k_B \text{ je Betzův koeficient } 0,59$$

Pro reálné turbíny s průměrem rotoru D (tedy délkou lopatky $D/2$) se používá vzorec:

$$P = c_p \cdot \rho \cdot \frac{v^3}{2} \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4},$$

kde c_p je součinitel výkonnosti, v ideálním případě rovný 0,59.

2.2.2 Účinnost

Účinnost je typický průběh generovaného výkonu a součinitele výkonnosti VTE v závislosti na rychlosti větru. Součinitel výkonnosti je sám o sobě funkcí rychlosti větru a je dán konstrukčním řešením turbíny, konkrétně převodní křivkou úhlu natočení lopatek turbíny v závislosti na rychlosti větru. Další podstatnou hodnotou, definující účinnost větrného zdroje je koeficient ročního využití k - definovaný jako poměr skutečně odvedeného výkonu k teoreticky možnému výkonu zdroje za rok. V českých podmínkách se k pohybuje v mezích 0,1-0,2, pro velmi větrné lokality dosahuje teoreticky až 0,28. Statisticky podle dat ČSÚ za rok 2007 však dosahuje koeficient ročního využití větrných elektráren v ČR pouze 12,71 % (za rok 2005 to bylo pouze 11 %). Z poskytnutých dat firmy ELDACO a VAPOL (data 2008-2009) jsou roční průměry okolo 25-36 %, hodnota ovšem značně závisí na zvolené lokalitě, ale i výběru vhodného typu větrné elektrárny. Dále také včasné odstranění závad hraje značnou časovou úsporu a tím navýšení účinnosti VTE.

2.2.3 Rychlost větru v obecných podmínkách

Rozložení hustot rychlostí větru pro střední hodnotu rychlosti 15 m/s. Spektrum rozložení hustoty rychlostí větru v dané lokalitě je poměrně dobře popsitelné Rayleighovým rozdělením jako speciálním případem rozdělení Weibullova. Jde o funkci:

$$f(v) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{v}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\eta}\right)^\beta}$$

kde v je náhodně proměnná rychlost větru, $\beta = 2$ je tvarový parametr rozložení a η odpovídá střední hodnotě rychlosti větru:

$$\eta \approx \frac{\tilde{v}}{0.886}$$

Je zřejmé, že maximum hustoty výskytu rychlostí bude vždy ležet vlevo od hustoty výskytu střední rychlosti větru. Pro reálné použití má smysl pracovat s pravděpodobností výskytu rozsahu rychlostí větru v intervalu (v_1, v_2) , kterou lze určit jako:

$$P_{(v_1, v_2)} = \int_{v_1}^{v_2} f(v) dv$$

2.2.4 Hlučnost větrných elektráren

Typická křivka závislosti hlučnosti větrného zdroje na vzdálenosti, vyznačena hygienická hranice 40 dB(A) pro noční dobu. Větrné elektrárny jsou zdrojem nežádoucího hluku, jehož hlavními původci (zde a dále jsou uvažovány zdroje pracující s vrtulí na nabíhající vzdušný proud) jsou aerodynamické hluky obtékání listů vrtule, gondoly a dřívku stavby, turbulence, vznikající obtékáním náběžné hrany listu, víry v okolí konců vrtulových listů, turbulence nad odtokovou hranou listu a hluk laminárního proudění. Dále je hluk produkován mechanickými částmi konstrukce (servomotory a jejich převody, čerpadla, chladicí ventilátory měničů a mechanismů) a generátorem. Mimo slyšitelnou oblast jsou větrné elektrárny významným zdrojem hluků v oblasti 2-31,5 Hz (infrazvuk).

2.2.5 Šíření hluku větrných elektráren

V praxi je jako model šíření používána náhrada prostředí hemisférou s homogenními vlastnostmi. V tomto modelu lze určit hlasitost hluku s danou intenzitou a v dané vzdálenosti dle vzorce:

$$L_p = L_w - 10 \cdot \log_{10}(2\pi \cdot R^2) - \alpha \cdot R$$

kde R je vzdálenost od zdroje hluku a α je součinitel absorpce, přijímaný pro suchý vzduch $\alpha=0.005 \text{ dBm}^{-1}$, přičemž zdroj hluku je považován za bodový. Metodika měření je dána IEC 61400-11 ve druhém vydání. České hygienické normy připouštějí maximální úroveň hluku v obytné zástavbě 50 dB(A) ve dne a 40 dB(A) v noci, přípustná úroveň hluku ve volné přírodě není stanovena.

2.2.6 Infrazvuky

Zdrojem infrazvuků jsou zejména mechanické části konstrukce větrných turbín. Pro stanovení jejich intenzity nelze používat hlukoměry s filtrem křivky A (ekvivalent citlivosti ucha), neboť ten infrazvuky potlačuje. Hluk větrných elektráren, emitovaný v infrazvukové oblasti vykazuje vysoké špičky dosahující až 70 dB (Vestas V-52 70 dB na frekvenci 16 Hz, Vestas V-80 72 dB ve frekvenčním rozsahu 4-26 Hz). Infrazvukové vlnění se kromě vzdušné cesty šíří i konstrukcí dřívku a základovou deskou do okolí.

2.2.7 Rozsah a zdroj hluku

Zdroj hluku	Frekvenční rozsah	Typická intenzita	Charakter hluku
Turbulence na koncích listu	500-1000 Hz	91,2 dBA	širokopásmové hučení, modulované otáčkami listu (wish-wish)
Hluk na náběžné hraně	750-2000 Hz	99,2 dBA	širokopásmové svištění
Hluk odtrhávání proudnic	typický tón	84,8 dBA	tón, měnící se dle rychlosti větru
Strojovna	směs hluků	97,4 dBA	směs hluků, měnících se s různou periodicitou (zapínání a vypínání servopohonů, čerpadel, ventilátorů)
Generátor	tón	87,2 dBA	tón, jehož výška se mění s otáčkami vrtule

Tabulka 2.1 Typické hluky pro větrné elektrárny. [31]

3 Popis technologického vývoje větrných elektráren [4, 9, 12, 14, 21, 30]

3.1 Vývoj větrných elektráren

Dříve využívaná přímá přeměna energie větru na mechanickou práci (větrné mlýny) se dnes už téměř v Evropě nevyužívá. V rozvojových zemích a na pastvinách v USA se vítr používá pro čerpání vody. Dnes se z větru získává zejména elektřina. Velká zařízení dodávají elektřinu do sítě, drobná zařízení slouží pro zásobování odlehlých objektů nepřípojených k síti, malé VTE se používají na lodích pro dobíjení baterií apod. Na území České republiky se v minulosti využívala energie větru ve větrných mlýnech. Historicky je doložen větrný mlýn v zahradě Strahovského kláštera v Praze již z roku 1277. Největší rozkvět větrného mlýnářství byl v Čechách ve čtyřicátých letech 19. století, zatímco na Moravě a ve Slezsku až koncem sedmdesátých let. V Čechách je zdokumentováno 198 větrných mlýnů, na Moravě a ve Slezsku 681. Zájem o využívání obnovitelných zdrojů pro výrobu elektrické energie se zvýšil v sedmdesátých letech minulého století. V té době přibývaly poznatky o možné globální klimatické změně v důsledku rostoucí koncentrace skleníkových plynů (především CO₂ vlivem spalování fosilních paliv, hlavně v uhelných elektrárnách). Začaly se objevovat analýzy o vyčerpání neobnovitelných zdrojů energie a studie o překročení kapacity přírodních systémů pojmout objemné tuhé, kapalné i plynné odpady. Příímým impulzem pro rozvoj větrné energetiky pak byla energetická krize r. 1973, vyvolaná embargem zemí OPEC na vývoz ropy do hospodářsky vyspělých států. Pod tlakem prudkého zvýšení světových cen veškeré energie

si tehdy tyto státy uvědomily omezenost energetických zdrojů a začaly ověřovat možnosti obnovitelných zdrojů energie pro využití v širším měřítku. Průkopníkem větrné energetiky v Evropě bylo Dánsko, kde se začaly stavět první větrné elektrárny koncem osmdesátých let minulého století. Do konce r. 1991 Dánové postavili 3200 větrných elektráren o celkovém výkonu 410 MW, což představovalo 2,4 % celkové dánské spotřeby elektrické energie. Evropský primát ve výši instalovaného výkonu větrných elektráren postupně převzalo Německo, kde bylo k 31.12.2004 postaveno 16.543 větrných elektráren s celkovým instalovaným výkonem 16.629 MW. Energie z větrných elektráren pokrývala v roce 2004 z celkové německé spotřeby 5,9 %, na území Šlesvicko-Holštýnska však 33,4 %. V Sasku, které má obdobné klimatické poměry jako severní Čechy, bylo postaveno 674 větrných elektráren s celkovým výkonem 666,5 MW (krylo 5,8 % místní spotřeby elektrické energie). V České republice větrná energetika rostla v letech 1990–1995. Bylo vybudováno 24 větrných elektráren s celkovým okamžitým výkonem 8.220 kW. Následoval pokles větrné energetiky (do r. 2002), způsobený demontáží pěti zařízení (celkem 925 kW) a nefunkčností řady dalších. Šlo o větrné elektrárny domácí výroby, které byly sice levné, ale neprošly zkušebním provozem a trpěly velkou poruchovostí. Další příčinou úpadku byly nízké výkupní ceny, které se až do r. 2002 pohybovaly od 0,9 do 1,13 Kč/kWh, tudíž neumožňovaly splácet podnikatelské úvěry. Od prosince 2002 do roku 2004 bylo uvedeno do provozu 15 větrných elektráren (o celkovém výkonu 9.865 kW), ke konci r. 2004 představoval celkový nominální výkon všech větrných elektráren v České republice 17.160 kW. První etapu rozvoje převážně motivovalo nadšení v rodícím se podnikatelském prostředí, druhou pak zvýšení výkupních cen elektrické energie (v letech 2002 a 2003 – 3,00 Kč/kWh, v r. 2004 – 2,70 Kč/kWh, v r. 2005 – 2,60 Kč/kWh). Po zhruba dvacetiletém technickém vývoji větrných elektráren dosahují jejich parametry hodnot, které se daly sotva očekávat. Vývoj jednotlivých komponent větrných elektráren je však limitován ekonomickou rentabilitou. Jedním ze základních ukazatelů technického vývoje je hmotnost stroje a rotoru. Energetický přínos je určen v první řadě plochou rotoru a dále je ovlivněn instalovaným výkonem a výškou rotoru nad terénem. Roční vyrobené množství energie větrnými elektrárnami stoupá s rotorovou plochou. Spolu s tím však stoupá hmotnost a nároky na materiál, aby elektrárna měla požadovanou životnost. Protože můžeme očekávat, že se cena zpracovaného kilogramu hmotnosti při navrhovaném tradičním způsobu řešení u větrných elektráren podstatně nemění s velikostí turbíny, musí se vyrobit při každém průměru rotoru, alespoň stejné množství energie na kilogram a rok, aby byla dodržena ekonomičnost.

3.2 Rozdělení větrných elektráren podle velikosti

3.2.1 Malé větrné elektrárny

Mimo zájem této práce jsou malé větrné elektrárny, k nimž se řadí turbíny s výkonem menším než 40 kW. Tato limitní hranice, která se mění s vývojem technologií, se může u některých autorů od uvedené hodnoty odlišovat. Ukazuje se, že využití malých větrných elektráren s výkonem kolem 10 až 15 kW, které mají průměry rotorů od čtyř do osmi metrů a staví se na stožárech s výškou 15 až 20 m, je rentabilní pro rodinné či rekreační domy při průměrné roční rychlosti větru v 10 m kolem 4,5 m/s a rychlostech vyšších. Výstavba malé větrné elektrárny v tak vysokém větrném potenciálu se musí velmi důkladně zvážit, protože se jedná o zásobu větrné energie vhodnou pro stavbu velké větrné elektrárny. Při nižších rychlostech větru se stavba malé větrné elektrárny doporučuje v případech, kdy není k dispozici jiný zdroj energie, dále při preferenci vyššího komfortu (vytápění chalup a chat) a při provozování větrné elektrárny jako "užitečného koníčka".

3.2.2 Velké větrné elektrárny

Do této kategorie se řadí větrné elektrárny s výkonem turbín od desítek kW, až do jednotek MW. Výška u této skupiny již také není zanedbatelná, jedná se o výšky tubusu nad 120 m a délek rotorových listů přes 46 m. Velikost se použitím odolnějších materiálů rok od roku zvyšuje, avšak se vzrůstající rychlostí vzdušného proudu rostou vztahové síly s druhou mocninou rychlosti větru a energie vyprodukovaná generátorem s třetí mocninou, což si vynucuje velice efektivní a rychle pracující regulaci výkonu rotoru, aby se zabránilo mechanickému a elektrickému přetížení větrné elektrárny.

3.3 Regulace výkonu rotoru

Současné větrné elektrárny používají dva různé aerodynamické regulační principy přizpůsobení výkonu na nominální výkon generátoru:

- rotory s pevně nastavenými listy s autoregulací výkonu (STALL control)
- rotory s nastavitelnými listy (PITCH control)

V minulosti se používala pro většinu malých a středních větrných elektráren jednoduchá "stall" regulace, ale s rostoucí velikostí větrných elektráren dávají výrobci přednost "PITCH" systému, který umožňuje lepší regulaci provozu větrných elektráren. V posledních letech se objevila kombinace obou systémů, tzv. "aktivní STALL".

3.3.1 PITCH regulace

"PITCH" regulace představuje aktivní systém, který pracuje se vstupním signálem o výkonu generátoru. Vždy, když je překročen nominální výkon generátoru, změní listy rotoru úhel nastavení vůči natékajícímu proudění, čímž dojde ke zmenšení hnacích aerodynamických sil a zmenšení využití výkonu turbíny. Pro všechny rychlosti větru větší než "nominální rychlost", která je nutná pro dosažení nominálního výkonu, se nastaví úhel náběhu tak, aby turbína dávala právě nominální výkon.

3.3.2 STALL regulace

Turbíny regulované režimem "STALL" jsou mnohem jednodušší než turbíny s režimem "PITCH", protože nemají technický systém měnící nastavení listů rotoru.

3.4 Větrné elektrárny s převodovkou a bez převodovky

Vedle tradiční technologie s mechanickou převodovkou, zajišťující převod nízké rychlosti rotoru na mnohem vyšší rotační rychlost konvenčních generátorů, se začaly vyrábět větrné elektrárny bezpřevodkové. Oba typy větrných elektráren se nadále úspěšně uplatňují na mezinárodním trhu. Oba typy, ale mají své výhody i nevýhody. Rozhodnutí, zda vyrábět větrné elektrárny bez nebo s převodovkou, je věcí filosofie jednotlivých výrobců, přičemž velký význam mají tradice značky, vývojové cíle a ekonomická analýza.

3.4.1 Elektrárny bez převodovky

V konstrukci větrných elektráren se objevilo bezpřevodkové řešení, které je založeno na využití nízkorychlostních multipólových generátorů, které však mají velké rozměry, což může způsobit jisté problémy v transportu zejména v megawattové třídě. Na druhé straně se významně sníží počet strojních částí. Není potřebná rozměrově velká převodková skříň, odpadají spojovací prvky, je zmenšený počet rotujících prvků, zjednodušila se gondola a tím se podstatně zjednodušila údržba. Jak při "STALL", tak při elektricky řízené "PITCH" regulaci a při elektricky řízeném systému natáčení gondoly, není zapotřebí hydraulických olejů, což je nesporná výhoda pro provoz i údržbu. Argument, že speciální generátory vyráběné jen pro větrné elektrárny v malých sériích jsou drahé ve srovnání s klasickými generátory, není ve skutečnosti na místě. Se vzrůstajícím výkonem a velikostí větrných elektráren se klasické generátory a převodovky vyrábějí rovněž v malých počtech, což znamená, že výhoda nižší ceny s ohledem na sériovou výrobu není pravděpodobná. Tradiční konstrukce větrných elektráren vychází z využití hnacího hřídele, ložisek, převodovek a spojek. Všechny tyto části jsou principiálně normální strojní součástky, které mohou být dodávány specializovanými výrobci. To může garantovat vysokou kvalitu výrobků při nízkých cenách a možnost výměny dodavatele subkomponentů s cílem zvýšit kvalitu nebo snížit cenu. Se současnými výrobními standardy převodovek nepředstavuje hluk způsobený převodovkou důvod ke konstrukci větrných elektráren bez převodovek. V současnosti jsou převodovky schopné dosáhnout dvaceti let životnosti, přičemž výměna mazacího oleje nemusí být častá. Celé soustrojí uvnitř gondoly je rozděleno na kompaktní části, které i v megawattové třídě dovoluji snadný transport a montáž na stanoviště.

3.4.2 Elektrárny s převodovkou

Většina větrných elektráren používá převodovky s konstantním převodovým poměrem, který mění otáčky a krouticí moment mezi rotorem a generátorem. Otáčky rotoru jsou velmi pomalé a pohybují se mezi 6 – 20 ot/min s velkým krouticím momentem. Otáčky generátoru se pohybují mezi 900 – 2000 ot/min s nízkým krouticím momentem pro dosažení velké účinnosti a úpravu frekvence sítě na 50, event. 60 Hz. Firma Bosch Rexroth vyrábí a dodává pro větrné elektrárny dvoustupňové planetové převodovky pod označením Redulus GPV s konstantním převodovým poměrem v rozsahu 70 – 150. Převodovky pro větrné elektrárny jsou kombinací planetových a čelních převodů, vnější ozubení je kaleno a cementováno, vnitřní ozubení je nitridováno. Speciální technologie broušení povrchu zubů dává záruku tichého chodu. Převodovky jsou dále vybaveny senzory pro snímání tlaku oleje vlastního mazacího systému a senzory teploty oleje. Převodovky mohou být na přání dodány včetně senzorů snímání vibrací ložisek s dálkovou indikací.

3.5 Rozdělení dle použitého generátoru

Pro přeměnu mechanické energie v elektrickou se používají následující technologie:

- asynchronní generátor s kotvou nakrátko – turbína s konstantními otáčkami bez natáčení lopatek
- asynchronní generátor s kotvou nakrátko – turbína s konstantními otáčkami s natáčením lopatek

- dvojitě napájený asynchronní generátor – turbína s proměnnými otáčkami
- synchronní generátor s plno-výkonovým frekvenčním měničem – turbína s proměnnými otáčkami
- synchronní generátor a hydrodynamická převodovka s proměnným převodem – turbína s proměnnými otáčkami.

První dvě technologie jsou uvedeny jen pro úplnost, je možné je považovat za zastaralé a jsou postupně nahrazovány třetí technologií (výrobci např. VESTAS, DeWind, Gamesa, Repower). Čtvrtá technologie se používá pro turbíny nejvyšších výkonů až 8 MW (výrobci např. Enercon, Vensys). Pátá technologie představuje novější koncepci (výrobci např. Wikov – W2000 nebo General Electric 3.6 MW).

3.6 Základní pohony

Všechny pohony větrných elektráren musí vyhovět mnoha požadavkům a nárokům jako např.: proměnlivé náporů větru z různých stran, přenos velkého výkonu, nižší hmotnost a velikost při nezměněné síle ovládání. Veškeré požadavky a to i včetně klimatických podmínek, musí mít na zřeteli projektanti a konstruktéři těchto zařízení, zda použijí čistě elektrický systém nebo systém hydraulický.

3.6.1 Změna geometrie rotorových lopatek

Hydraulické pohony oproti elektrickým mají výhodu výkonové rezervy při rychlém přestavení lopatek rotoru a tím také lépe odolávají silovým poryvům větru. Parametry jako jsou přesnost nastavení geometrie, optimalizace přenášeného výkonu na generátor a výkonové omezení jsou porovnatelné pro oba systémy.

3.6.2 Odstavení elektrárny

Odstavení větrné elektrárny při nálehavých případech je u hydraulické aplikace opět bezpečnější pro svou jednoduchost a spolehlivost komponentů a dále je snadná rozpojitelnost řídicích prvků v případě nouzového vypnutí elektrárny. Při startu systému po poruchovém signálu je hydraulické řešení rychlejší než elektrické. Dále je hydraulický akumulátor schopen opětovného použití za několik sekund v porovnání s elektrickým akumulátorem. Snadný monitoring výkonu.

3.6.3 Opotřebení a životnost

Hydraulické pohony mají oproti elektrickým větší životnost. Výhodou je vyměnitelnost malých částí hydraulického pohonu oproti velkým ozubením u pohonu elektrického.

3.6.4 Čistota provozu a údržba

U tohoto bodu má elektrický pohon lepší vlastnosti, neboť zde nedochází k únikům olejů a výměn komponentů jako filtrů a ventilů.

3.6.5 Natáčení proti větru

Všechny velké větrné elektrárny používají mechanismus pro natáčení azimutu strojovny proti směru větru. Tyto mechanismy jsou z elektromotorů nebo hydro-motorů s převodovou skříní. Téměř všichni výrobci větrných elektráren používají brzděný mechanismus natáčení azimutu strojovny. Mechanismus je aktivován přes řídicí počítač, nebo jiný elektronický regulátor, který několikrát za sekundu kontroluje pozici snímače směru a rychlosti větru (tzv. anemometru).

3.7 Nové trendy pro větrné elektrárny

3.7.1 Plovoucí elektrárna

Koncem roku 2008 se měla realizovat "plovoucí" větrná elektrárna. Slovo "plovoucí" naznačuje, že je umístěna opravdu daleko od pobřeží. Projekt Hywind u města Utsira počítá s turbínami o průměru 107 metrů o výkonu 2,3 megawattu s roční produkcí zhruba 22 gigawatthodin. Reálně lze, ale předpokládat zhruba polovinu, neboť mohou nastat situace, kdy elektrárna nebude moci pracovat na plný výkon po celou dobu provozu. U elektráren na širém moři se předpokládá takzvaný faktor kapacity, který zohledňuje právě možné výpadky či snížení výkonu v pásmu padesáti až šedesáti procent. Věže turbín budou 65 metrů nad hladinou moře. Pod hladinou bude nosný betonový tubus sahající do hloubky 120 metrů. Podvodní část vybavená pružnými spoji je konstruována tak, aby působila jako protizávaží kvůli výkyvům při silném vlnobití. Elektrárny budou umístěny zhruba deset kilometrů od pobřeží v místech, kde je moře hluboké 120 až 700 metrů. Turbíny postaví firma Siemens tak, aby fungovaly optimálně i při velkých vlnách. Větrný "park" bude čítat 200 jednotek. Do roku 2010 bude následovat další baterie "plovoucích" větrných elektráren, elektrárna Sway s jednotkovým výkonem pěti megawattů. Norské větrné parky na moři by mohly v průběhu následujících deseti let vyprodukovat dostatek energie i na export do Evropské unie. To by mohlo Unii pomoci splnit jeden z cílů v energetice, která chce do roku 2020 získávat až 20 procent elektrické energie z obnovitelných zdrojů. Podle aktuální zprávy norské Energetické rady chce vláda do tohoto sektoru investovat do roku 2025 na 44 miliard dolarů. Náklady na jeden dostatečně výkonný "větrný park" o výkonu od pěti do osmi tisíc megawattů instalovaného výkonu se odhadují na sto až dvě sta miliard norských korun (20 až 45 miliard dolarů). Takové baterie by mohly vyrobit tolik elektřiny, kolik dodává pět až osm běžných jaderných elektráren. Norsko tímto průlomem snižuje časové zpoždění za státy, jež už dnes využívají větrnou energii z elektráren na moři - Velkou Británií a zejména Dánskem, které má největší podíl větrných elektráren na svém celkovém instalovaném výkonu a Německem, které má zatím stále absolutní světové prvenství ve velikosti instalovaného výkonu a vyrobené elektrické energie z větrných elektráren. Německo si také udržuje technologický náskok ve stavbě suchozemských větrných elektráren. Svůj první zkušební park na moři, ale teprve chystá. Ovšem jak Dánsko, tak Velká Británie mají své "větrníky" zatím jen na mělčinách. Norsko má, ale značné a v mnoha ohledech také zásadní zkušenosti se stavbou plošin na těžbu ropy a zemního plynu mimo pobřeží a to v mořích, které jsou proslulé svou "divokostí". Tuto zkušenost také nasazuje pro další propracování nových technologií. Technologie "plovoucích" elektráren se od roku 2005 zkoušejí v simulovaných podmínkách v hydrologickém institutu v Trondheimu. Mimo vládní projekty, kvůli kterým musí být upravena také norská legislativa a vybudována potřebná infrastruktura včetně záložních zdrojů, které by vyplnily výpadky nebo snížení dodávky elektřiny z větrníků v době bezvětří se do mořských projektů hodlají vložit i ropné společnosti. Například norská StatoilHydro ASA informovala, že plovoucí turbíny rovněž využije. V budoucnu totiž plánují ropné a plynárenské těžební plošiny odebírat velkou část potřebné energie na provoz právě z plovoucích větrných parků.

3.7.2 Budoucí vývoj technologie

Dánská poradenská firma BTM Consult očekává, že se roční poptávky dodávek zařízení pro výrobu elektřiny z větru, tedy technických komponent, zvýší z patnácti tisíc megawattů instalovaného výkonu v roce 2007 do roku 2020 na 40 megawattů. Pro výrobce turbín, generátorů a dalších zařízení se otevírají nové trhy, především ve Spojených státech a Asii. O trh se momentálně dělí deset výrobců, kteří okupují na 90 procent trhu. Nejlepší výsledky dosahuje mezi výrobci dánská firma Vestas, která (měřeno instalovaným výkonem) drží 22,8 procenta světového trhu. Následuje odnož amerického koncernu General Electric, GE Wind s podílem 16,6 procenta. Na třetím místě je španělská Gamesa (15,4 procenta). Zajímavé je, že na čtvrtém místě je v podstatě rodinná firma z Německa Enercon (čtrnáct procent). Následuje indický koncern Suzlon (10,5 procenta), který letos v červnu získal většinový podíl ve firmě zaměřené na stavbu větrných turbín Repower z Hamburku. Koncern Siemens je až šestý, a to díky dřívějšímu nákupu dánského podniku Bonus (aktuálně drží 7,1 procenta trhu). Úzkým profilem celé branže je propojení mořských větrných elektráren s pozemními sítěmi. Tento problém se nyní rozhodli řešit Britové. Hodlají uskutečnit výběrové řízení na udělení licencí na zřízení propojovací sítě s novými provozovateli. Předpokládají se výdaje ve výši dvou miliard liber. Z toho by měl vzejít základ offshorové sítě, ze které by mohlo vzejít celoevropské propojení, jaké už před několika lety navrhoval jeden z průkopníků výroby elektřiny na moři bývalý šéf irské firmy Airtricity Eddie O'Connor. Jeho návrh, který je nyní blíže realitě, počítal s propojením mořských větrných elektráren v Dánsku, Německu a Spojeném království.

3.8 Perspektivy větrné energetiky v ČR

Podle studie společnosti Euroenergy by v roce 2010 mohl instalovaný výkon ve větrných elektrárnách dosáhnout přibližně hodnot uvedených v tabulce č.3.1. Pro výstavbu větrných elektráren se počítá s plochami v nadmořských výškách zpravidla nad 600 m, technologický rozvoj však již umožňuje vyrábět elektrickou energii z větru efektivně taky v nížinách. Nejvhodnější lokality se však nacházejí v horských pohraničních pásmech Krušných hor a Jeseníků, popř. v oblasti Českomoravské vrchoviny. Místa, kde jsou příznivé větrné podmínky, leží převážně v oblastech, které patří mezi zákonem chráněné oblasti, ať už chráněné krajinné oblasti nebo oblasti vojenského prostoru. Odhaduje se, že z těchto důvodů odpadá 60–70 % vhodných ploch pro výstavbu větrných elektráren. V současné době vyšší stožáry VTE otevírají možnosti využití i zalesněných ploch.

Scénář	Instalovaný výkon v roce 2010	Výroba		Počet věží
		(k _r 15%)	(k _r 20%)	
	MW	MW _r	MW _r	
Malý	500	75	100	420
Střední	700	105	140	580
Velký	1000	150	200	830

Tabulka 3.1 Scénář pro výstavbu větrných elektráren 2010. [24]

3.9 Plánované projekty větrných elektráren v ČR

Pro největší rozvoj větrné energetiky se hlásí i nejvýznamnější výrobce elektrické energie v ČR Skupina ČEZ. Mnoho projektů bude firma budovat v okolí jaderné elektrárny Dukovany, kde je již dlouhodobě ověřen větrný potenciál pro stavbu velkého výkonu. Do roku 2020 chce mít ČEZ v celé České republice ve větru instalováno 500 megawattů.

4 Rozbor spolehlivosti jednotlivých komponentů větrných elektráren [1, 3, 26, 32]

4.1 Spolehlivost větrných elektráren

Spolehlivost se obecně definuje jako vlastnost objektu plnit požadované funkce při zachování hodnot stanovených provozních ukazatelů v daných mezích a čase podle stanovených technických podmínek. Spolehlivost je komplexní vlastnost, která zahrnuje jednotlivé spolehlivostní vlastnosti, jako např. bezporuchovost, životnost, udržitelnost, skladovatelnost a jiné vlastnosti. Pokud budeme hovořit o spolehlivosti větrných elektráren, lze tuto spolehlivost rozdělit na dva úhly pohledu. Při prvním budeme posuzovat ovlivnění soustavy vlivem dodávky kolísavého výkonu a při druhém můžeme posuzovat spolehlivost VTE jednotlivých komponentů, které ovlivňují celkový provoz a její celkovou spolehlivost. Spolehlivost větrných elektráren lze chápat jako schopnost dodávat nepřetržitě a kvalitně elektrickou energii do sítě. Pro posouzení jak elektrárna ovlivňuje soustavu, nám pomůže spolehlivostní vlastnost tzv. bezporuchovost, která zahrnuje zejména tyto ukazatele: pravděpodobnost poruchy, pravděpodobnost bezporuchového provozu, hustota pravděpodobnosti poruchy, intenzita poruch, střední intenzita poruch, střední doba do poruchy, střední doba mezi poruchami.

4.1.1 Spolehlivostní ukazatele

- **Pravděpodobnost bezporuchového provozu** (nazývá se též funkce spolehlivosti) objektu v časovém intervalu od 0 do t je pravděpodobnost, že v tomto časovém intervalu porucha objektu nenastane:

$$R(t) = P(x > t) \quad (-)$$

kde x je náhodná veličina (doba do poruchy).

- **Pravděpodobnost poruchy** objektu je pravděpodobnost, že v daném časovém intervalu porucha nastane:

$$Q(t) = P(x \leq t) = 1 - R(t) \quad (-)$$

$R(t)$ je nerostoucí funkce času, $Q(t)$ je neklesající funkce času. Obě veličiny jsou kladná bezrozměrná čísla nejvýše rovna jedné.

- **Hustota pravděpodobnosti poruchy** (hustota poruch) příslušná k distribuční funkci $Q(t)$ je dána vztahem:

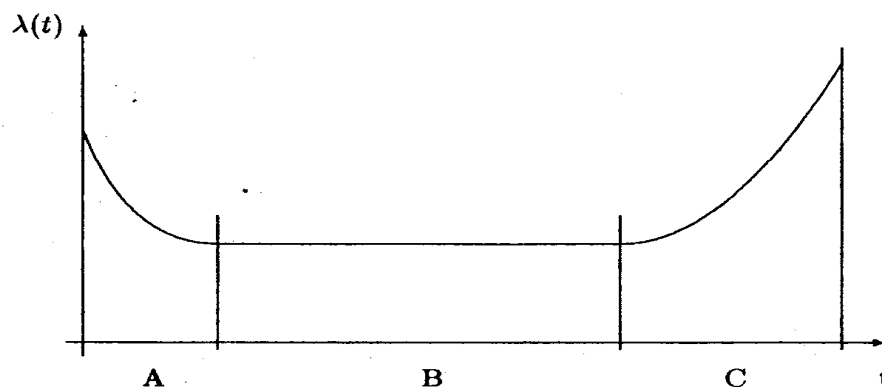
$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (\text{rok}^{-1})$$

Nejčastěji se bezporuchovost neopravovaného prvku udává intenzitou poruch definovanou jako poměr hustoty pravděpodobnosti poruchy a pravděpodobnosti bezporuchového provozu:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (\text{rok}^{-1})$$

- **Vanová křivka** je znázorněna na obr.4.1. Obvykle se dělí na tři úseky (A,B,C). V úseku A křivka intenzity poruch klesá. Tento časový interval se nazývá období časných poruch (období záběhu nebo období dětských nemocí). Příčinou zvětšení intenzity poruch v tomto období jsou poruchy způsobené chybami při návrhu a výrobě. V úseku B je křivka intenzity poruch přibližně rovnoběžná s osou času, intenzita poruch je přibližně konstantní. Poruchy v tomto období jsou náhodné, vznikají bez zjevných příčin. Časový interval se nazývá období normálního využívání. Ve třetím úseku křivka intenzity poruch stoupá. Jedná se o poruchy vlivem dožití výrobku.

Při výpočtu spolehlivosti obvykle zanedbáváme i počáteční období a předpokládáme konstantní intenzitu v průběhu celé životnosti prvku.



Obr. 4.1 Vanová křivka.

Podle způsobů získání vstupních dat pro výpočet lze spolehlivost rozdělit do dvou základních skupin:

- **Spolehlivost empirická** – vychází ze sledování zařízení při provozu, tzn. údaje o chodu a poruchách zařízení
- **Spolehlivost apriorní** – vstupní údaje jsou dány „předem“ např. od výrobce

Pro spolehlivostní výpočty se používá především empirická metoda. Aby byla dostatečně statisticky významná je potřeba mít k dispozici údaje o poruchách za mnoho let zpět. Z analýzy těchto databází pak lze stanovit základní spolehlivostní údaje jednotlivých prvků.

- **Intenzita poruch:**

$$\lambda = \frac{N}{Z \cdot X} \quad (\text{rok}^{-1})$$

N – počet poruch (-),

Z – počet prvků příslušného typu v síti (-)

X – délka sledovaného období (rok).

- **Střední doba poruchy:**

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^N \tau_i}{N} \quad (\text{hod})$$

N – počet poruch (-)

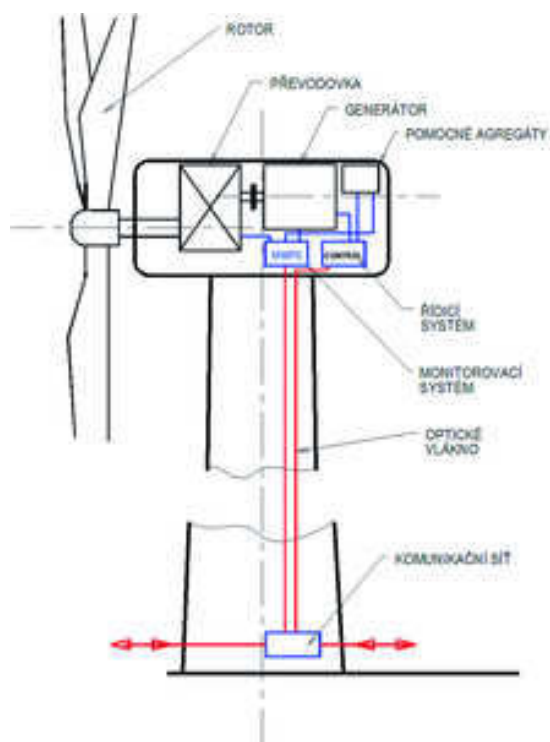
τ_i – doba trvání jednotlivých poruch

4.2 Poruchovost větrné elektrárny

V posledních letech byly v oboru větrných elektráren vynaloženy značné prostředky v oblasti firemního výzkumu i výzkumu podporovaného z veřejných prostředků. Provozní zkušenosti, ale ukazují, že výzkum se někdy trochu jednostranně orientoval zejména na aerodynamiku a generátory, zatímco otázka provozní diagnostiky a především predikce vážných poruch s využitím prostředků technické diagnostiky zůstávala neprávem opomenuta. Údaje pojišťoven ukazují, že k vážné havárii větrné elektrárny dochází průměrně jednou za 40 000 provozních hodin. Na první pohled tedy jde o relativně bezpečné zařízení. Promítneme-li si však tento údaj pro farmu například 20 elektráren, vyjde nám, že můžeme očekávat vážnou poruchu některé z nich každých 2000 hodin, což je vzhledem k provozní době příbřežních elektráren zhruba jednou za rok.

4.3 Hlavní komponenty a jejich závady

Oproti ostatním strojům pracují větrné elektrárny v poměrně těžkých podmínkách. Vítr je totiž velmi nepravidelná síla. Důsledkem toho je soustrojí větrné elektrárny podrobena mnohem většímu dynamickému namáhání než jiná zařízení. Nepříznivými provozními vlivy jsou také velký rozsah teplot, námraza, korozní vlivy, sluneční záření, dynamické namáhání, extrémní výkyvy rychlosti větru a jeho náhodné fluktuace. Níže jsou uvedeny hlavní komponenty a jejich závady podle hodnocení Alianz Centre of Technology (AZT), včetně poznatků firem VAPOL a ELDACO.



Obr. 4.2 Základní schéma větrné elektrárny

- **Lopatky rotoru**

Laminátové lopatky rotoru představují nejzranitelnější část větrné turbíny. Blesky nebo kontakt s věží mohou vyústit v extrémně závažné poruchy. Také chyby návrhu a výrobní vady mohou způsobovat problémy za normálního provozu. Na rotoru se například mohou vyvíjet praskliny na hranách, na koncích nebo u náboje. Z důvodu charakteristiky zátěže praskají také čepy lopatek.

- **Ložisko rotoru**

Poškozené nebo zkorodované oběžné plochy ložiska vyústí v prasknutí kroužků ložiska. Protáčení vnitřního kroužku ložiska může v některých případech vyústit až v prasknutí hřídele a způsobit totální ztrátu turbíny.

- **Přenosová ložiska**

Vady oběžné dráhy hlavního ložiska rotoru mohou indukovat vady oběžných drah následných vysokootáčkových ložisek, růst jejich teploty a následné zničení. Vady oběžných ploch těchto ložisek pak ovlivňují síly v převodovce.

- **Převodovka**

Podle výsledků zkoumání AZT jsou nejčastějšími vadami vydírání povrchu a neuspokojivý tvar kontaktních ploch zubů. Přetěžování od dynamických sil vede k odřezávání materiálu ze zubů a k pittingu.

- **Ložiska generátoru**

Prokluzování nebo opotřebení ložisek generátoru mohou způsobit protáčení vnitřního kroužku ložiska na hřídeli až do bodu, kdy začne docházet ke kontaktu rotoru se statorem.

- **Pohon natáčení strojovny**

Nejčastější poruchou u novějších typů větrných elektráren je mechanismus natáčení strojovny. Dle firmy ELDACO je tento jev způsoben špatným umístěním větrné elektrárny v terénu, kde dochází často k střídání hlavního směru větru.

- **Úniky olejů**

Únik olejů je nejčastější závada pro všechny typy větrných elektráren s použitím hydrauliky. Tyto závady nejsou nijak závažné. Cenově jsou tyto závady jedny z nejlevnějších (jde především o poškozené těsnění). Vzhledem k faktu, že úniky jsou velmi malé, nedochází ani k ohrožení životního prostředí, ale i sebemenší únik znamená pro monitorovací počítač okamžité zastavení stroje.

- **Obslužný a monitorovací software**

Další významnou závadou je monitorovací a řídicí software, který je podle dostupných informací zdrojem neplánovaných výpadků. Tyto výpadky mohou mít trvání i několik dní jak uvedli shodně firmy VAPOL i ELDACO.

4.4 Monitorování stavu stroje a prediktivní údržba

Podle švédských údajů se četnost výskytu poruch v rozmezí let 2000 – 2004 pohybovala na takové úrovni, že z množství cca 750 sledovaných větrných turbín bylo vykazováno ročně až 300 poruch. Z rozdělení počtu závad podle druhu je patrné, že největší počet z nich je způsoben elektrickým systémem, řídicím systémem, senzory a nakonec hydraulikou. Nasazení diagnostického systému zvyšuje spolehlivost provozu větrných elektráren. Počet poruch však nevypovídá o jejich závažnosti. Z ekonomického hlediska je kromě ceny opravy také důležité vědět, jakou dobu neprodukuje elektrárna proud v důsledku vady. Zde už vychází pro dobu odstávky nejhůře poruchy převodovek následované poruchami řídicího systému a elektrického systému. Průměrná doba odstávky byla 52 hodin na rok a turbínu (2,5 dne). Průměrný počet poruch je 0,42 poruchy na turbínu a rok. Průměrný čas trvání odstávky je 130 hodin na jednu poruchu. Větrné elektrárny v prostředí střední Evropy nebudou mít takové podmínky provozu jako příbřežní elektrárny. Budou však mít také kratší provozní dobu vzhledem k větší nepravidelnosti větrů na pevnině. Právě z tohoto důvodu musí být větrná elektrárna připravena využít maximum z možných povětrnostních podmínek.

4.5 Systémy údržby

Systémy provádění údržby lze zhruba rozdělit do tří kategorií a všechny tyto způsoby se stále u průmyslových zařízení používají.

- Údržba metodou po poruše má smysl a ekonomický význam u zařízení, která nejsou z provozního hlediska klíčová, jsou zálohovaná nebo velmi levná nebo neovlivňují přímo ekonomický výkon provozu.

- Údržba podle časového plánu je druh preventivní údržby, který se provádí u zařízení, u nichž není možné zjistit skutečný stav nebo je z ekonomického či spolehlivostního a bezpečnostního hlediska třeba mít jistotu a rezervu určitého časově bezproblémového provozu.
- Údržba podle skutečného stavu postupně z ekonomických a dalších důvodů nahrazuje předchozí typy údržby. Pro takový způsob udržování provozního zařízení je však zapotřebí mít dostatek informací a umět je správně vyhodnotit. Získávání informací o stavu zařízení se děje především měřením různých provozních a diagnostických veličin.

Trvalé sledování a hodnocení získaných údajů zabraňuje neočekávaným rychle vzniklým haváriím. Metodami predikce stavu a sledování vývoje naměřených veličin se pak odhaduje zbývající provozní čas do poruchy a plánuje se údržba v provozně-ekonomickém optimu času a ceny.

4.6 Diagnostika větrné elektrárny

Hlavní součásti větrné elektrárny jsou: rotor, převodovka, generátor, pomocné agregáty, natáčení gondoly, řídicí systém a komunikační systém. Hlavní ložisko větrné elektrárny je osazeno nízkofrekvenčními a středofrekvenčními akcelerometry a senzorem otáček. Nízkofrekvenční akcelerometry slouží pro měření kmitů způsobovaných otáčením rotoru. Současně slouží jako senzory naklonění gondoly. Středofrekvenční akcelerometry hlídají stav hlavních ložisek, jejichž poškození se projevuje ve střední a vysoké frekvenční oblasti vibrací. Kromě těchto senzorů je možné umístit další senzory dovnitř rotoru a měřit jeho kmity, teploty a námrazu. Převodovka, pokud je použita, se osazuje senzory vibrací v závislosti na její konstrukci. Vždy se hlídají vibrace způsobované ozubenými převody, stavy hlavních ložisek a teploty olejů. Dále se měří pomocné aparáty převodovek, protože část převodovek má například možnost měnit v určitém rozsahu převodový poměr. Na generátoru se kromě teplot vinutí měří vibrace a stav ložisek, otáčky, jak u synchronních, tak i u asynchronních generátorů. Pro monitorování stavu elektrárny se používá kombinace provozních informací z řídicího systému doplněná o informace ze specializovaného monitorovacího a diagnostického systému. Komplexním zpracováním získaných informací za použití specializovaných predikčních metod se dosahuje výrazného zvýšení provozní spolehlivosti větrné elektrárny. Důležitým faktorem ve vývoji větrných elektráren je sjednocování požadavků na technické vlastnosti a jejich certifikace podle IEC 61400.

5 Vliv větrných elektráren na provoz ES a kvalitu dodávky elektrické energie [2, 5, 28]

5.1 Vlivy větrných elektráren na provoz elektrizační soustavy

Největší problémy s vyvedením elektrického výkonu větrných elektráren vyplývají z faktu, že výkon je velmi závislý na síle a rychlosti větru, který je velmi proměnlivý a proto není možné

zajistit konstantní dodávku elektrické energie. Větrné elektrárny ale i větrné farmy mohou mít následující vlivy na elektrickou síť:

- **Přetěžování sítí** - je třeba dostatečně dimenzovat přípojně místo pro vyvedení výkonu.
- **Kolísání napětí** - napětí je ovlivněno kompenzací jednotlivých strojů či celé farmy větrných elektráren.
- **Zvyšování zkratových poměrů** - připojením větrné elektrárny do přípojněho místa se změni zkratové poměry v síti.
- **Kvalita dodávky** - větrné elektrárny jsou vybaveny regulací založenou na výkonové elektronice a jsou tedy často i rušivými zdroji v elektrické síti (flicker, vyšší harmonické, útlum signálu HDO, ...)
- Při začlenění větrné elektrárny do pokrývání diagramu zatížení je dodávka nestabilní a závisí na povětrnostních podmínkách a proto je třeba zajistit dostatečné množství regulačního výkonu pro pokrývání odchylek způsobených větrnými elektrárnami.

Tyto vlivy nelze zcela eliminovat, ale lze je alespoň omezit na přijatelnou míru užitím vhodné technologie i přes to, že se zvýší náklady.

5.1.1 Stávající prostředky regulace

V jednotlivých státech probíhá převážně regulace elektrizační sítě, akumulace podle přírodních a ekonomických podmínek a struktury energetických zdrojů. Dnes by nebyl problém nainstalovat 20.000 MW větrných elektráren, jenomže problémem je jejich zálohování v případě výpadku větru. Francie reguluje pomocí hydropotenciálu a JE v poměru 1:3, Německo plyn, uhlí a evropská síť atd... Současná regulace v ČR probíhá tak, že na každou hodinu je nasmlouvaná spotřeba a produkce. Odchytky jsou regulovány vyčleněnými regulačními výkony regulovatelného bloku zdroje – regulace primární a sekundární. Větší odchytky a výpadky na základě požadavku dispečinku – regulace terciární (VTE, záložní elektrárny). U OZE je situace složitější, protože je obtížné předem nasmlouvat výkony vzhledem k proměnlivosti zdrojů (vítr, Slunce) a musí se vždycky regulovat celá dodávka, nikoliv jen odchylka od nasmlouvaných hodnot. Tím dochází k nadměrnému zatěžování přenosových sítí a zálohových zdrojů. OZE mají v podmínkách ČR smysl tehdy, když pracují do akumulace, nikoliv přímo do domácností, jak se často uvádí.

5.1.2 Charakteristika zdrojů energie z hlediska regulace

Každý zdroj jiným způsobem může (nebo nemůže) zálohovat elektrizační soustavu. Uhlí a plyn umožňuje spojitou regulaci a zálohovat spuštěním zálohových zdrojů. JE jsou určeny pro stálou dodávku, ale v určitém rozsahu mají možnost regulace. Např. Temelín má certifikaci na primární a sekundární regulaci, ale zatím se toho nevyužívá vzhledem k problémům s palivem a současným možnostem uhlí a PVE. Vítr a Slunce nemá přímé možnosti zálohování, voda a biomasa omezené. Výkon VTE nad 1.200 MW by se v naší síti těžko ureguloval a PpS a SyS by stálo asi 7 mld. Kč navíc.

5.1.3 Vyvolané investice

Pro jednotlivé scénáře nasazení VTE byly odhadnuty potřebné regulační výkony sekundární regulace ES. Je otázkou, zda je možné potřebný objem regulačního výkonu obstarat v rámci výkonu sekundární regulace, spíše bude nutné část tohoto výkonu obstarat v rámci terciární regulace. Další významné zvýšení nákladů v oblasti obstarávání podpůrných služeb lze očekávat v případě nákupu dispečerské zálohy.

5.1.4 Velikost ztrát

Velikost technických ztrát při provozu VTE bude záviset na tom, jestli je zdroj připojen na převážně odběrový nebo zdrojový uzел. Při připojení VTE do převážně odběrového uzlu lze očekávat v přenosové síti snížení ztrát přibližně stejné velikosti jako na hladině VVN. Při připojení VTE do zdrojového uzlu, což může být případ VTE zejména oblastí severozápadních Čech, lze naopak očekávat citelné zvýšení ztrát v důsledku nutnosti přenášet výkon do jiných oblastí „spotřebního“ charakteru. V distribuční soustavě se za předpokladu, že nebude docházet k přetokům do vyšších napěťových hladin a vyrobená elektrická energie ve VTE se spotřebuje v dané oblasti, dá očekávat jisté snížení ztrát zejména na napěťových hladinách vyšších, než jsou připojovací hladiny uvažovaných VTE. Úspora ztrát jen v DS se dá vyčíslit ve výši 0,01 až 0,02 % z toku elektřiny v napěťové hladině, což představuje asi 2 % z dodávky z VTE na napěťové hladině VVN a asi 2,7 % z dodávky elektřiny na napěťové hladině VN. V oblastech s přebytkem výkonu, kde bude docházet k přetokům do vyšších napěťových hladin, lze podobně jako v případě PS počítat s citelným zvýšením ztrát. Výstavba i provoz takového zdroje budou pravděpodobně dražší než výstavba a provoz v současnosti provozovaných zdrojů.

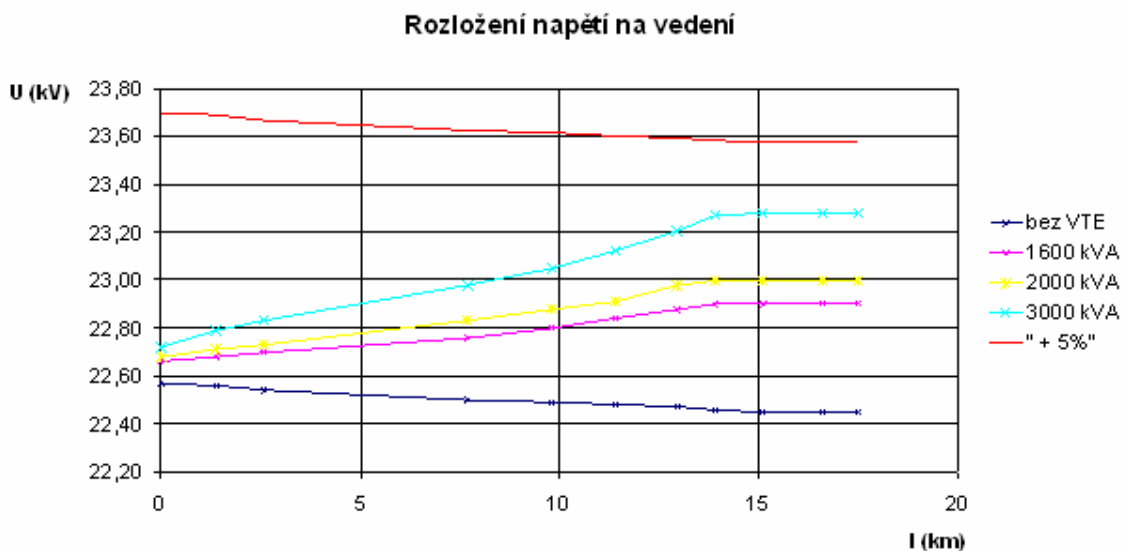
5.2 Připojitelnost větrných elektráren do ES

Před výstavbou větrné elektrárny je nutné projekt posoudit z pohledu legislativního připojení a žádosti o odkup elektrické energie, ale také elektrárnu posoudit z možných rizik po připojení na ES.

5.2.1 Výpočet ustáleného stavu sítě

Pro výpočet rozsáhlejších elektrických sítí se v dnešní době využívají výpočetní programy, které na základě iteračních metod jako je např. Newtonova metoda, provedou výpočet ustáleného stavu sítě, tj. rozložení napětí a proudů v jednotlivých uzlech a větvích elektrické sítě. Aby bylo možné výpočet provést, je třeba detailně znát konfiguraci sítě: rozvodny (napěťové hladiny, zkratové výkony), transformátory, vedení (typy vedení, délky a proudové profily), odběry (činné a jalové odběry) a parametry připojeného nového zdroje. Na základě těchto parametrů se provede výpočet před připojením a po připojení nového zdroje a oba výpočty se porovnají. Z těchto vypočítaných hodnot lze udělat tzv. napěťový profil sítě, kdy se vynese do grafu amplituda napětí v závislosti na vzdálenosti. Jedním z rozhodujících kritérií při posuzování připojení větrné elektrárny do distribuční sítě je změna napětí v místě připojení nového výrobního zdroje. V tomto bodě připojení nesmí hodnota na úrovni VN přesáhnout

hodnotu 2 %. Rozložení napětí v síti je ukázáno na obr. 5.1, kde je napěťový profil bez připojených větrných elektráren a po připojení jednotlivých větrných elektráren. Napěťový profil sítě po připojení větrných elektráren nesmí přesáhnout hodnotu 5 %. Pokud je tato hodnota překročena, nejsou splněny podmínky pro připojení nového výrobního zdroje do distribuční sítě a připojení není z technického hlediska možné. Z obrázku je vidět, že připojit do zadaného místa lze všechny větrné elektrárny, jen se musí provést výpočet změny napětí v připojovacím místě, aby nebyla překročena povolená změna napětí o 2 %.



Obr. 5.1 Napěťový profil distribuční sítě

5.2.2 Flicker - kolísání napětí

Kolísání napětí způsobuje změny světelného toku u zdrojů světla a je nepříjemné pro lidské oko a má vliv na psychiku lidí. Tyto změny nazýváme flicker. Větrné elektrárny jsou jedním ze zdrojů kolísání napětí a tedy i flickeru a proto se musí provést posouzení, zdali nejsou překročeny povolené hodnoty. Tento výpočet se provede na základě empirického vztahu, nebo lze provést výpočet ve specializovaných programech. Dlouhodobá míra flickeru nesmí přesáhnout v místě připojení hodnotu 0,46.

5.2.3 Útlum signálu HDO

Signál HDO (hromadné dálkové ovládání) je řídicí signál přenášený v distribučních sítích a je schopen ovládat zapínání a odpojování elektrických spotřebičů a dalších elektrických zařízení včetně přepínání tarifů. Aby byla zajištěna správná funkce zařízení využívající signál HDO, nesmí úroveň signálu klesnout více jak o 10 až 20 % pod požadovanou hodnotu. Pokud jsou překročeny povolené limity útlumu signálu HDO, je třeba provést opatření vedoucí k odstranění toho nepříznivého ovlivnění a to použitím podpůrné impedance. Podpůrná impedance upravuje impedanční poměry ve vybraných částech sítě s ohledem na jejich zrovnoměnění a zejména zkvalitnění šíření signálu.

5.2.4 Proudý vyšších harmonických

Proudy vyšších harmonických vznikají zejména u zařízení se střídači nebo měniči kmitočtu. Harmonické proudy emitované těmito zařízeními musí udat výrobce. Přípustné hodnoty, které mohou být emitované do sítě, jsou uvedené v podmínkách pro připojení. V dnešní době výrobci udávají u zařízení hodnotu celkového činitele zkreslení vyššími harmonickými (THD), kdy tato hodnota nepřekračuje 5 % a měla by být dostačující, aby nedocházelo k nepříznivému ovlivňování dalších zařízení připojených do distribuční sítě.

5.3 Dopady legislativy na provoz ES

Podle stávajících pravidel či zvyků provozovatelů energetických soustav, má být každá soustava schopna do 15 minut zvládnout sama výpadek svého největšího bloku. Největším naším blokem je blok 1000 MW v jaderné elektrárně Temelín. Jeho výpadek musí být schopna primární a sekundární regulace zvládnout. Z toho lze oprávněně usoudit, že bude-li obdobný výkon instalován ve větrných a slunečních elektrárnách, nezpůsobí to soustavě větší potíže a nezpůsobí výrazný nárůst cen za systémové služby. Požadavky však jsou řádově 4-5x vyšší. Dojde-li k tomu, zaplatí to koneční zákazníci. V každém případě však provoz VTE bude mít významný dopad na provoz stávajících zdrojů. Zdroje budou muset být udržovány, ale budou méně provozovány, a to na úkor dražších obnovitelných zdrojů, případně budou nahrazovány novými, pružnými, ale opět dražšími zdroji. To vše má jeden nevyhnutelný dopad. Opětovné zdražení elektřiny pro konečné zákazníky. Dalším, zapomínaným a velmi nepříjemným dopadem, je dopad na stabilitu soustavy. Stabilita soustavy je v podstatě udržována ohromným množstvím synchronně rotujících hmot. Zdroje se stejnosměrnou spojkou a střídači jsou pro soustavu nehmotné a nepodílejí se na její stabilitě. A takových je podle statistik 50 % nových zdrojů. Klesá tak inertní konstanta soustavy a zhoršuje se schopnost vyrovnávat změny dodávaného výkonu. Dalším problémem jsou toky v přenosové soustavě. Většina velkých farem VTE je soustředěna na severu Evropy, ať už v pozemních či offshore parcích. Zavane-li silněji vítr v Severním moři a jeho pobřeží, objeví se kruhové toky v PS ČR a Polska v řádu tisíce MW. Převážná část výroby VTE v ČR bude soustředěna na třech místech – hřebenech Krušných hor, Českomoravské vysočině a Moravských úvalech. V severozápadních Čechách tak k stávajícímu výkonu klasických zdrojů přibudou další stovky MW v elektrárnách větrných a objeví se nové přetoky. Gigantické projekty velikých offshore farem přinášejí obrovské problémy s vyvedením jejich výkonů přenosové soustavě SRN – společnosti VEAG. Přímé připojení do pobřežních vedení ZVN a VVN již není možné, a tak jsou zkoumány možnosti vyvedení výkonu několik set km do vnitrozemí. Ať to bude volné vedení ZVN, střídavé kabely nebo kabely stejnosměrné, v každém případě to bude nákladná investice a promítne se do cen německé PS za distribuci a následně i do ceny elektřiny. Vznikající potíže souvisejí s uplatňováním zákona č. 180/2005 Sb., kterým je podporována výroba z alternativních zdrojů a cenovým rozhodnutím ERÚ. Provozovatelé distribučních soustav jsou povinni přednostně a bez omezení vykoupit nerovnoměrnou výrobu VTE. Tím se vytváří prostor k velmi vážným haváriím, což dokládají události v sítích západní Evropy 4. listopadu 2006, kdy Blackout odpojil od elektřiny několik milionů lidí. Projevila se zde rizika provozu elektrických soustav s velkým podílem větrných elektráren. Automatické restarty větrných elektráren na severu Německa způsobily přetížením propojené evropské přenosové soustavy UCTE kaskádové vypínání mnoha vedení. V té době bylo v Evropě velmi větrno, výroba přesáhla možnosti UCTE, která se rozpadla do tří ostrovů. Česká republika zůstala naštěstí v ostrově, který se sám reguloval, a nedošlo v něm k výpadku. Neplánované zatížení naší přenosové soustavy tranzitovaným výkonem VTE při tom stále narůstá. Je často důsledkem paralelních toků přes

naši přenosovou soustavu (PS) způsobených distribucí výkonu z větrných elektráren jak v rámci Německa, tak do sousedství, např. do Rakouska. Narůstající výroba v Rakousku několikrát obrátila fyzický tok do ČR. Dnes držené rezervy již nestačí pokrývat vysoké změny fyzických toků, obchody se realizují i za cenu zvýšeného rizika, kdy bez ohledu na deklarovaný směr teče 50% produkce ze severního Německa přes naši přenosovou soustavu. Výhled prezentovaný v německých studiích naznačuje, že tyto jevy budou stále častější a výroba alternativních zdrojů omezí volný obchod s elektřinou pro nedostatek kapacity přenosových sítí.

5.3.1 Reálný vliv VTE v ČR

Koncem roku 2008 způsobil zvýšený výkon německých větrných elektráren nadměrný tok elektrické energie do Česka. Tento tok mohl v krajním případě způsobit totální výpadek sítě. Podle dostupných zdrojů, však není naše přenosová síť na takové výkyvy výkonů dostatečně připravena. Česká přenosová soustava patří k nejlepším v Evropě, byla ovšem koncipovaná v 50. až 70. letech minulého století na provoz v rámci Československé republiky, nikoliv na výkony tekoucí v rámci celoevropské elektrizační sítě. Nejslabším místem naší soustavy je mezi dřívějším východním a západním Německem, kde dochází k přetokům ze severu Německa na jih.

6 Zálohování větrných elektráren s možností akumulace energie [6, 10, 28, 29]

6.1 Rozdělení podle místa dodání elektrické energie

Pokud hovoříme o místě dodávky elektrické energie, nabízí se dvě varianty:

- Ostrovní provoz, který je schopen dodávat do uzavřené oblasti. Nejčastější použití je u chat a vzdálených objektů od veřejné sítě.
- A dále systémy dodávající energii do rozvodné sítě, které jsou nejrozšířenější a používají se v oblastech s velkým větrným potenciálem a slouží téměř výhradně pro komerční výrobu elektřiny.
-

6.2 Základní způsoby akumulace energie

- **Kvantitativní akumulace** (zásoby pevných, kapalných nebo plyných paliv). V české elektroenergetické literatuře se obvykle používá pojmu “zásoby paliv” a nehovoří se o akumulaci energie. Pojem “kvantitativní akumulace” je překladem anglického termínu “quantitative storage”.
- **Tepelná akumulace** označuje akumulaci energie ve formě tepla. Této akumulace využívají tepelné akumulátory, které představují buď speciální zařízení, nebo běžné součásti technologických celků (dlouhé teplovody), které umožňují využít akumulované tepelné energie pro přeměnu na jiný druh energie (obvykle elektrické).

- **Chemická nebo elektrochemická akumulace** označuje akumulaci elektrické energie ve formě chemické energie a využívá se v chemických bateriích (obvykle označovaných prostým pojmem “baterie”) nebo v akumulátorech. Akumulátory využívají přeměnu elektrické energie na energii chemickou, kterou je možno v případě potřeby transformovat zpět na elektrickou energii.
- **Mechanická akumulace** využívá potenciální (gravitační) energie nebo kinetické energie v zařízeních umožňujících přeměnu této energie na jinou formu vhodnější pro praktické využití. V elektroenergetice se tohoto způsobu akumulace energie využívá u akumulačních vodních elektráren a rovněž u přečerpávacích vodních elektráren. U AVE se jedná o prostou mechanickou akumulaci, ale PVE využívají přeměnu elektrické energie na energii potenciální, která se v případě potřeby mění zpět na elektrickou energii. Jinou formou mechanické akumulace energie jsou zásobníky stlačeného vzduchu (plynu), které však nejsou v praxi příliš využívány. Akumulace ve formě kinetické energie využívají tzv. setrvačníky, které v současnosti také nejsou využívány, ale možnosti jejich praktického uplatnění se zkoumají.
- **Elektromagnetická akumulace** je založená na akumulování energie formou elektromagnetického pole kolem supravodivých vodičů. Tento způsob akumulace energie je poměrně nový a je předmětem intenzivního výzkumu.

6.3 Nejrozšířenější zálohy a akumulace

6.3.1 Tepelné elektrárny

Tepelné elektrárny jsou tradičně založeny na využití technologií kotlů s práškovým nebo fluidním spalováním a kondenzačních turbínách chlazených vodou nebo vzduchem. Tyto bloky mohou být podle kvality uhlí dovybaveny technologiemi odsíření.

6.3.2 Paroplynové elektrárny

Další zálohou jsou paroplynové elektrárny do celkového výkonu 900 MW. Technologie paroplynových elektráren může být s výhodou využita pro tzv. repowering tam, kde jsou dosud využívány kotle na spalování nafty, mazutu, lehkých topných olejů a zemního plynu. Dožívající kotle lze nahradit kombinací spalovací turbíny a spalínového kotle (HRSG - heat recovery steam generator) a vyrobená pára se použije k pohonu stávajících parních turbín. Tímto řešením lze dosáhnout nárůstu generovaného výkonu v konkrétní lokalitě až o 60 procent.

6.3.3 Tlakovzdušné akumulační elektrárny

Jsou variantou elektráren s plynovými turbínami, které mohou přebytečný elektrický výkon akumulovat do vzduchu vháněného pod vysokým tlakem kompresorem do utěsněných podzemních jeskyň nebo důlních kaveren. V případě potřeby výroby elektřiny se využívá plný výkon turbíny bez zátěže kompresorem, jehož funkci může po dobu několika hodin nahrazovat stlačený vzduch odebíraný z podzemního zásobníku.

6.3.4 Přečerpávací vodní elektrárny

Princip PVE je jednoduchý. Mají svou dolní a horní vodní nádrž propojenou potrubím, v němž jsou zařazeny vodní turbíny a čerpadla. Při přebytku elektrické energie v síti čerpají čerpadla vodu z dolní nádrže do vysoko položené horní nádrže. Elektrická energie se tak mění v hnacím elektromotoru nejprve v kinetickou energii proudící vody a potom v její energii potenciální v horní nádrži. Tam je připravena, aby v případě potřeby zpětným průtokem poskytla vysoký výkon vodním turbínám, jejichž alternátory ji vracejí v podobě elektrické energie do sítě.

6.3.5 Jaderná elektrárna

Jaderná elektrárna slouží k přeměně vazební energie jader těžkých prvků na elektrickou energii. Obvykle se skládá z jaderného reaktoru, parní turbíny, alternátoru a z mnoha dalších pomocných provozů, ale v principu se jedná o parní elektrárnu, ve které se energie získaná jaderným reaktorem používá k výrobě páry v parogenerátoru. Tato pára pohání parní turbíny, které pohání alternátory pro výrobu elektrické energie.

6.4 Další možnosti zálohy a akumulace

- **Baterie** založené na chemických reakcích PSB, VRB, ZnBr, NaS, Li-ion, Metal-Air
- **Palivový článek** je elektrochemické zařízení, které přeměňuje chemickou energii v palivu přímo v elektrickou energii. Článek se skládá ze dvou elektrod a elektrolytu. Elektrody jsou tvořeny např. porézním niklem. Anoda je sycena palivem (vodíkem, metanem) a katoda je sycena kyslíkem nebo vzduchem. Palivo na anodě oxiduje a předává elektrony, které tečou vnějším obvodem na katodu. Zde se kyslík s kationy vodíku (H^+) spojí s elektrony na vodu H_2O . Elektrolyt přenáší kationty H^+ z anody na katodu. V palivovém článku tedy dochází při oxidaci paliva k uvolňování elektrické a tepelné energie. V současné době existuje několik základních typů palivových článků, které se liší především druhem elektrolytu a provozní teplotou. Elektrárny s palivovými články se budují jako kogenerační jednotky produkující elektrickou i tepelnou energii a dosahují tak účinnosti až 85 %.
- **Super kondenzátor** se skládá z elektrochemického kondenzátoru, založený na elektrodách a elektrolytických iontech.
- **Setrvačnické akumulátory** jsou založeny na rotujícím válci uloženém ve statoru na plovoucím ložisku.

Uvedené akumulátory mají výkon max. řádově jednotek MW, proto mají spíše lokální použití.

6.5 Zálohování a akumulace pro VTE

Za nejdůležitější zálohu pro VTE považují JE a všechny točivé zálohy pokrývající primární regulaci. Při známé informaci o výpadku VTE je možné využít PVE a systém

CAES. Tyto systémy nabízejí jak sekundární a terciální zálohu tak i zálohu ve formě akumulace pro VTE.

- **PVE** (přečerpávací vodní elektrárny), které se většinou používají u nás i ve světě. Mají však omezený čas provozu, jsou schopny dodávat energii po dobu několik hodin, do vyčerpání vodního potenciálu. Regulace PVE funguje v návaznosti na certifikované regulační bloky uhelných a plynových elektráren. Krýt dlouhodobý výpadek např. větru je bez fosilních záloh problém.
- **CAES** (Compressed Air Energy Storage - špičková plynová elektrárna). CAES není jednoduchý systém pro uskladňování energie jako jiné baterie. Je to špičková plynová turbínová elektrárna, která spotřebuje méně než 40% plynu použitého v konvenčních plynových turbínách k produkci stejného množství výstupní elektrické energie. Je to proto, narozdíl od konvenčních plynových turbín, že spotřebovává 2/3 jejich vstupního paliva ke kompresi vzduchu v době generování, CAES před-komprimuje vzduch s použitím nízkocenné elektřiny z energetické sítě v době mimo špičku a využije tuto energii později podle toho, jak je potřeba plynové palivo pro generování elektřiny. Zkomprimovaný vzduch je často uskladněn ve vhodných podzemních dolech nebo jeskyních vytvořených uvnitř solných skal. Účinnost tohoto systému je $< 55\%$, protože není využito teplo vzniklé při kompresi a na pohonu generátoru se podílí stlačený vzduch se zemním (bio) plynem. Dnes se na dalším vývoji CAES podílí firma RWE, která vyvíjí tzv. AA-CEAS (Advanced Adiabatic) systém, u kterého se na pohonu generátoru nepodílí plyn, ale je využíváno adiabatické teplo, které vzniklo při stlačení vzduchu v dutině. Tento systém může dosáhnout účinnosti až 70%. V současné době není tento systém realizován, předpokládá se spuštění první demonstrační elektrárny v roce 2012.

7 Modelování reálného provozu větrných elektráren [3, 27]

Velikost vyrobené elektrické energie závisí na rychlosti větru a umístění větrných elektráren. Vzhledem k faktu, že rychlost a směr větru jsou časově a prostorově proměnlivé, je i možnost dodávek do rozvodné sítě proměnlivá. S rostoucím počtem větrných elektráren roste také důležitost co nejpřesnější předpovědi výroby elektrické energie ze zdrojů rozmístěných na území státu. Elektrárny o velkém počtu turbín již výrazně ovlivňují zatížení rozvodné sítě a v případě výpadku např. při překročení rychlosti větru (kolem 25 m/s) mohou narušit rovnováhu energetické soustavy. Na základě znalosti výroby lze zapojit nebo odpojit záložní zdroje energie a tím výrazně zefektivnit využití elektrické energie z větru a zároveň omezit problémy energetických a rozvodných sítí. Odhad budoucí výroby energie v horizontu desítek hodin dopředu je také potřebný při obchodování s energií. Výpadek energie vyžaduje nákup dostupné energie samozřejmě za zvýšenou cenu. Bez kvalitní předpovědi výroby elektrické energie VTE není možné jejího efektivního využití. Základem pro modelování stavů provozu VTE je bezesporu dokonalá predikce rychlosti větru.

7.1 Variabilita rychlosti a hustoty větru

Časová variabilita rychlosti větru má jednak charakter periodických změn, které se projevují ve formě denního a ročního chodu a dále pak přes periodické změny rychlosti větru se předpokládají aperiodické změny, které s ohledem na příčinný charakter procesů můžeme rozdělit na:

- Variabilitu rychlosti větru spojenou s vlivem cyklon a anticyklon na danou lokalitu.
- Variabilitu rychlosti větru spojenou s přechodem atmosférických front.
- Variabilitu rychlosti větru vyvolanou bouřkovou oblačností, bouřkami a přeháňkami.
- Variabilitu rychlosti větru vyvolanou zesíleným prouděním v cirkulačních objektech typu tromby eventuelně tornáda.
- Variabilitu rychlosti větru vyvolanou málo-rozměrnou turbulencí.

Pro účely větrné energetiky je vhodnější analyzovat vedle časové variability rychlosti větru i hustotu výkonu $P=0,5 \rho v^3$ (ρ je hustota vzduchu, v je rychlost větru), z níž lze určit produkci elektrické energie (se zahrnutím výkonového součinitele a plochy rotoru) větrné elektrárny.

7.2 Denní rozložení rychlosti větru

V meteorologii je zavedeno rozlišovat „nížinný“ a „horský“ typ denního chodu rychlosti větru. „Nížinný“ typ je nejčastěji vyjádřen s maximem výkonu mezi 13. až 15. hodiny a minimem kolem 5. a 6. hodiny ranní. „Horský“ typ oproti tomu vykazuje maximum rychlosti větru ve 22 až 23 hodiny a minimum od 10 do 13 hodiny. Čistě vyjádřený „horský“ typ denního chodu se projevuje pouze na vrcholech izolovaných horských tvarů, které významným způsobem převyšují okolní terén. Denní chod rychlosti větru a hustoty výkonu větru charakterizují doba výskytu maxima a minima. Je však nutno brát na skutečnost, že charakteristiky denního chodu se mění s výškou nad terénem, což nabývá na významu, kdy osy turbín větrných elektráren jsou v průměru nad 100 m. Dle firmy ELDACO se potvrzují údaje o výskytu maxima na již postavených elektrárnách v nočních hodinách.

7.3 Metody predikce výroby větrnými elektrárnami

Tvorbu metod predikce umožnila rostoucí přesnost předpovědi meteorologických prvků, produkovaná numerickými modely pro předpověď počasí. Tyto modely vypočítávají v kroku čtvercové sítě kolem 10 km v dodatečně husté časové řadě předpovědi hlavních meteorologických prvků na zemském povrchu a ve volné atmosféře. Pro vypracování metody předpovědi výroby elektrické energie větrnými elektrárnami se jeví jako nejvhodnější metoda MOS (Model Output Statistics), respektive metoda založená na aplikaci neuronových sítí. Princip těchto metod vychází ze statistického zpracování jak dat modelu NWP, tak dat z meteorologických stanic a dat o průběžné výrobě měřené na větrných elektrárnách s významnějším výkonem v charakteristických geografických regionech, v nichž se očekává

masivnější výstavba VTE. Metody a používaná data pro předpověď rychlosti větru a vyrobené energie závisí na délce předpovědi. Pro předpověď na 3 až 6 hodin se používají statistické modely nebo metody založené na aplikaci neuronových sítí a aktuálně naměřená data. Podstatou modelů je hledání vztahů mezi naměřenými daty (prediktory) a tím, co předpovídáme (prediktand). Pro předpověď na dobu delší než 3 až 6 hodin je již nezbytné využít prognostické výstupy numerického modelu pro předpověď počasí (NWP model), které se připravují čtyřikrát denně. Pro předpověď na několik málo hodin mohou statistické modely optimálně využít aktuální data a statistické charakteristiky dalšího vývoje odvozené z archivovaných dat. Přesnost statistických metod však rychle klesá s délkou prognózy. Interval mezi 3 a 6 hodinami je prognostický čas, kdy kvalita předpovědi statistických metod a NWP modelů jsou srovnatelné. Při výběru metody předpovědi je třeba kromě přesnosti brát v úvahu reálnou dostupnost prognóz. Výstupy NWP modelu nejsou v současné době k dispozici dříve než 4 hodiny po termínu, který odpovídá počátečním podmínkám modelu, neboť vlastní integrace je časově náročná a navíc jí předchází shromažďování a příprava dat pro počáteční a okrajové modelové podmínky. Z praktického hlediska zřejmě nelze výstupy NWP modelů použít bez aktuálních měření pro předpověď kratší než 5 hodin. Využití nekorigovaných výstupů v současné době operativně využívaných NWP modelů jako např. předpověď větru pro účely předpovědi výroby elektrické energie z VTE nelze doporučit. Nejen, že model zpravidla předpovídá vítr pro jinou výšku nad povrchem než je třeba, ale vzhledem k tomu, že model pracuje z hlediska potřeb s výrazně nižším horizontálním rozlišením a využívá různé zjednodušující předpoklady, jsou předpovědi modelu zatíženy systematickými chybami, proto je nezbytné tyto modelové hodnoty korigovat, což se nazývá postprocessing.

Metody předpovědi je možné rozdělit do dvou skupin: na fyzikální a statistické. Existují také metody, které kombinují oba přístupy. Stručně řečeno fyzikální metody využívají fyzikálních modelů k tomu, aby získaly co nejlepší odhad místního větru. Teprve potom se aplikuje statistický model pro výpočet větru nebo výroby energie. Statistické metody ve své čisté formě hledají vztah mezi prediktory, tj. vstupními hodnotami modelu, mezi něž patří např. aktuální meteorologická měření, měření výroby elektrické energie, prognostické výstupy NWP modelu apod., a prediktandem, tj. předpovídanou veličinou. Hodnoty prediktorů se počítají z měření nebo z prognostických polí NWP modelu, které se nacházejí geograficky blízko k místu, pro který předpověď provádíme. Prediktandem je buď přímo vyrobená energie, nebo lokální vítr. Vztahy mezi prediktory a prediktandy jsou odvozovány z archivovaných dat. Tento postup se nazývá MOS (model output statistics). K tomu, aby odvozené vztahy byly obecné a tedy aplikovatelné na každá vstupní data, je třeba, aby archivovaný soubor byl dostatečně rozsáhlý a homogenní. Homogennost se rozumí to, že v archivovaných datech nedošlo k zásadní změně statistických charakteristik mezi prediktory a prediktandem. Taková změna může nastat nejčastěji tím, že ve sledovaném období dojde k významné změně NWP modelu a v důsledku toho se změni statistické charakteristiky prognostických prediktorů. Na základě publikovaných zkušeností lze konstatovat, že rozsah archivovaných dat by měl být minimálně 3 měsíce, zpravidla však více, obvykle se doporučuje rozsah 2 let. Z výše uvedeného vyplývá, že předpovědní model vyvinutý na určitých datech, např. z daného NWP modelu, nelze bezprostředně aplikovat na jiná data, např. na předpovědi z jiného modelu. Kromě statistických modelů se používají metody založené na aplikaci umělých neuronových sítí (ANN) nebo fuzzy modelů. Posledně jmenované modely patří mezi tzv. černé skříňky, to znamená postupy, kde vztah je modelován automaticky z archivovaných dat. Chování těchto modelů nelze vysvětlit ani významně ovlivnit. Chování modelů je dáno daty, na kterých jsou modely odvozeny a způsobem odvození.

7.4 Modely pro predikci výroby elektrické energie

V této kapitole jsou shrnuty současné zkušenosti s provozní aplikací různých typů modelů. V rámci projektu ANEMOS (1998-2002) podporovaného EU byly porovnávány různé modely pro předpověď vyrobené energie několika vybraných farem větrných elektráren, které se lišily umístěním v různých částech Evropy (v různých klimatických podmínkách) a v různé krajině (v různě členitém terénu). Výsledky ukázaly, že neexistuje předpovědní model, který by dával nejlepší výsledky ve všech oblastech. Z toho vyplývá, že neexistuje nejlepší univerzální technika předpovědi a že vývoj metod předpovědi výroby energie bude dále pokračovat. Pro předpověď do 6 hodin se používají modely založené na extrapolaci časových řad. Jsou to modely ARIMA (Wilks, 1995), neuronové sítě a metody fuzzy logiky. Tyto metody dávají zlepšení ve srovnání s persistencí okolo 10% RMSE (střední kvadratická odchylka). Pro předpovědi na 6 a více hodin je nezbytné použít prognózy NWP modelu. V současné době jsou operativně provozovány modely s horizontálním rozlišením okolo 10 km a v průběhu několika let lze očekávat další zvýšení rozlišení na zhruba 3 km. Byl proveden test s aplikací NWP modelu HIRLAM (model používaný v severských zemích). Model byl integrován s horizontálním rozlišením 30 km, 15 km, 5 km a 1,4 km na datech ze dvou měsíců. Výsledky přesnosti předpovědi výroby energie však ukázaly velmi malé zlepšení s rostoucím rozlišením modelu. Problém je v tom, že vyšší rozlišení nemá vliv na chybnou předpověď přechodů front, které vyvolávají aperiodické, a svojí velikostí významné změny. Proto nelze předpokládat, že zvyšující se rozlišení modelů samo o sobě výrazně zlepší přesnost předpovědi. Je třeba si uvědomit, že aplikace NWP modelů s vysokým rozlišením vyžaduje i integraci s vyšším rozlišením, což vyžaduje výkonnou výpočetní techniku a je časově náročné. Současné výsledky naznačují, že nejvhodnější metodou předpovědi je kombinace předpovědi NWP modelem a modelu typu MOS (statistický model, ANN, fuzzy logika). Také se ukazuje, že modely MOS je třeba aktualizovat na nových datech. Je vhodné mít k dispozici aktuální měření výroby a směru a rychlosti větru. Tato měření jsou potřebná pro velmi krátkodobou předpověď, ale i ke korekci modelu MOS. Vzhledem k tomu, že okolí a vlastnosti VTE se neustále pozvolně mění, např. tím, že zarůstá okolí, mění se výška stromů nebo charakter povrchu v blízkosti VTE, opotřebením se mění výkonové charakteristiky VTE, je vhodné MOS modely průběžně korigovat. K tomu se využívá časový filtr, který starým měřením dává nižší váhu při odvozování modelových parametrů. Jak bylo zmíněno na začátku této kapitoly, v současné době neexistuje předpovědní model, který by bylo možné označit za univerzálně nejlepší. Pro představu přesnosti metod předpovědi uvedu výsledky metody AWPT používané v Německu. V roce 2003 průměrná relativní chyba RMSE vztažená na instalovaný výkon byla pro předpověď na 4 hodiny 4,9% a na 24 hodin 7,3% (zdroj zpráva projektu ANEMOS), přičemž se předpokládá, že v roce 2010 by chyby měly poklesnout na hodnoty 3,9 a 6,1%.

V české republice jsou také zaznamenány pokusy o vytvoření simulačního modelu, který je schopen na základě rychlosti větru a ze znalosti výkonové křivky simulovat výkonovou funkci větrných elektráren. Tento model je vyvíjen na katedře Elektroenergetiky v Ostravě na VŠB – Technické univerzitě. Program je napsán v moderním objektově orientovaném programovacím jazyce a je spustitelný pod systémem Windows XP s podporou NET frameworks. Program zpracovává historicky naměřené data o rychlosti větru a pomocí výkonových křivek počítá aktuální činný výkon, který větrné elektrárny generují. Program byl vytvořen především pro účely statistického zhodnocení vlivu větrných elektráren na elektrizační soustavu. Po modifikaci by se však dal využít i k predikčním účelům v režimu online. Vstupními daty jsou rychlosti větru z lokalit, kde se již VTE vyskytují, popř. kde by se mohly v budoucnu vyskytovat. Jsou zjišťovány buď měřením v lokalitách větrných farem nebo měřením z blízkých stanic ČHMI. Vzhledem k množství dat, které popisují rychlost větru v daných

lokalitách je program náročný na operační paměť počítače. Všechny větrné farmy zadané v programu jsou popsány ročním měřením rychlosti větru, tedy funkcemi:

$$v_{F1}, v_{F2}, \dots, v_{Fm} = f_1(t), f_2(t), \dots, f_m(t)$$

kde m je celkový počet větrných farem.

Jedná se o minutové až hodinové údaje o rychlosti větru ve výšce stožáru větrné elektrárny. Výkon z větrných elektráren je vždy limitován zapínací a vypínací rychlostí větru. Proto startovací rychlost a maximální rychlost větru pro produkci je dalším nezbytným vstupním údajem pro simulační výpočet. Pomocí tohoto simulačního programu je možné určovat produkci elektrické energie z větrných elektráren v libovolném uspořádání a počtu. Při simulaci se uvažuje ideální situace maximálního využití energie větru. V programu není zahrnuta problematika výpadku zdroje z hlediska jeho spolehlivosti. To bude náplní další práce na projektu včetně možnosti operativní předpovědi produkce elektrické energie z větrných elektráren na několik dní dopředu. Program je koncipován tak, aby se dal do budoucna rozšířit o další energetické zdroje. Cílem simulačního výpočtu je rovněž určit jakým způsobem se větrné elektrárny podílejí na celkové produkci elektrické energie ČR a do jaké míry a s jakým průběhem výkonu jsou schopny pokrývat spotřebu ČR.

8 Ekonomické zhodnocení provozu větrných elektráren [22, 23, 24]

8.1 Ekonomický rozvoj

Podporu větrné energie zahájila masivně Česká republika zákonem č.180/2005 Sb., kterým se ukládá dle § 4 tohoto zákona povinně vykoupit veškerou vyrobenou elektřinu z obnovitelných zdrojů. Provozovatel přenosové nebo distribuční soustavy má také podle stejného paragrafu povinnost přednostně připojit k dané soustavě výrobce elektřiny z obnovitelných zdrojů, pokud splňuje všechny podmínky připojení. Dále se v § 5 stanovuje základní časový úsek pro výkup elektřiny, (1 hodina) nebo se mohou zúčastněné strany dohodnout na jiném časovém úseku. Pro zúčtování pokud se strany nedohodnou jinak je počítán 1 měsíc. § 6 udává výši cen a zelených bonusů. Přímo výkupní cena vyráběné elektrické energie je podle rozhodnutí energetického regulačního úřadu (ERÚ) upravována tak, aby byla provozovatelům VTE zajištěna návratnost vynaložených investic (včetně nákladů provozních i nákladů na připojení) během 15-ti let. Přes všechnu masivní podporu se však pro výrobce elektřiny nenabízí podnikání bez rizika. V cestě návratu vynaložených investic stojí dosahované využití (disponibilita) větrných elektráren.

8.2 Stanovená cena

Cena výkupu elektrické energie se stanovuje cenovým rozhodnutím Energetického regulačního úřadu (ERÚ). ERÚ stanoví vždy na kalendářní rok dopředu výkupní ceny za elektřinu z obnovitelných zdrojů, samostatně pro jednotlivé druhy obnovitelných zdrojů a zelené bonusy. Obnovitelné zdroje nemají v ceně daň z přidané hodnoty, ale mají daň z přidané hodnoty

určenou podle zvláštního právního předpisu (zákon č. 235/2004 Sb.). Výkupní ceny jsou stanoveny jako minimální, je zde možná dohoda s vykupující stranou. Zelené bonusy, jsou ale naopak stanoveny jako ceny pevné. Například pro větrnou energii je dle cenového rozhodnutí ERU č.8/2008 ze dne 18. listopadu 2008 stanovena cena takto:

Datum uvedení do provozu	Výkupní ceny elektřiny dodané do sítě v Kč/MWh	Zelené bonusy v Kč/MWh
Větrné elektrárny uvedené do provozu po 1. lednu 2009 včetně	2340	1630
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2008 do 31. prosince 2008	2550	1840
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2007 do 31. prosince 2007	2620	1910
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2006 do 31. prosince 2006	2670	1960
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2005 do 31. prosince 2005	2930	2220
Větrná elektrárna uvedená do provozu od 1. ledna 2004 do 31. prosince 2004	3070	2360
Větrná elektrárna uvedená do provozu před 1. lednem 2004	3410	2700

Tabulka 8.1 Výkupní cena a zelený bonus pro VTE. [29]

Dále u větrných elektráren uvedených do provozu po 1. lednu 2005 včetně, se dají výkupní ceny a zelené bonusy uplatnit pouze pro nově zřizované elektrárny, jejichž výrobní technologické celky (zejména rotor a generátor) nejsou starší než dva roky. Toto je maličko diskriminační pro větrné elektrárny postavené z repasovaných částí.

8.3 Technicko-ekonomické parametry

Posouzení větrných elektráren s ohledem na značný počet běžně používaných jednotek není snadné. Jako nejvhodnější jednotka energie k přímému vyjádření průměrného výkonu energetických zdrojů s přihlédnutím k metodice ročního hodnocení se jeví jednotka jeden kilowattrok (1 kW_r = 8760 kWh), Takto vyjádřená roční výroba energie W_r udává současně také průměrný výkon zařízení P_r . Jestliže větrná elektrárna s instalovaným výkonem $P_i = 2000$ kW vyrobila za rok 5756 MWh) elektřiny, byl její průměrný roční výkon P_r - 657 kW_r. Snadno lze následně srovnáním průměrného a instalovaného výkonu vyjádřit roční využití hodnoceného zdroje energie jeho disponibilitou (součinitelem využití) $k_r = (P_r/P_i) \cdot 100 = 32,85\%$.

K metodice ročního hodnocení obnovitelných zdrojů je dále zaváděn bezrozměrný součinitel $B_{OZE} = W_{OZE}/W_{HSE}$ popisující podíl produkce sledovaného zdroje na hrubé spotřebě energie

W_{Hse} , kterým je sledováno plnění závazku ČR vůči EU k zajištění 8% krytí spotřeby využívání obnovitelných zdrojů v roce 1010.

Jestliže hrubá spotřeba elektřiny v ČR v roce 2010 včetně ztrát v síti a vlastní spotřeby zdrojů podle studie Energetického regulačního úřadu (ERÚ) je očekávána na úrovni 8,6 GW_r, bude nezbytné pomocí OZE dosáhnout výroby $W_{OZE} = 688 \text{ MW}_r$ elektrické energie.

Další možné sledované parametry VTE:

- **Instalovaný výkon P_i [kW]** je zpravidla totožný se jmenovitým výkonem generátoru, který dodává v těchto hodnotách do sítě jen několik hodin v roce a proto je tento parametr pro posuzování užitné hodnoty větrného zdroje zanedbatelný. Tento údaj však upozorňuje provozovatele distribuční nebo přenosové sítě na špičkovou dodávku energie, kterou podle zákona o hospodaření mohou použít pouze na krytí svých ztrát v přenosové soustavě.
- **Roční využití instalovaného výkonu k_r** (součinitel využití, disponibilita) je poměr mezi skutečným a teoretickým množným výkonem vyrobeným za předpokladu, že by elektrárna pracovala se jmenovitým výkonem 8760 hodin v roce $k_r = \frac{W_r}{P_i * 8760}$.

Součinitel instalovaného výkonu je významnou veličinou vyjadřující intenzitu využívání vložených investic, výrazně ovlivňuje jejich ekonomickou efektivitu. S jeho znalostí lze odhadnout roční produkci sledovaného zařízení.

- **Průměrný roční výkon $P_r = \frac{W_r}{8760} = k_r * P_i$**

Tento vztah udává celoroční uplatnění instalovaných generátorů ve výrobě elektrické energie.

Je-li roční výroba W_r vyjádřena v MW_r či GW_r, platí, že $P_r = W_r / 1$. Číselně se pak oba tyto parametry shodují.

- **Celoroční výroba elektrické energie $W_r = 8760 * P_r$**
- **Investiční výdaje [mil. Kč]**
- **Cena elektrické energie [Kč/kWh]**
- **Prostá doba návratnosti T_N [rok]**
- **Diskontovaná doba návratnosti T_{ND} [rok]**
- **Čistá současná hodnota NPV [mil.Kč]**
- **Doba úhrady** je kritérium hodnocení investic, přičemž se hledá taková doba, při níž se investiční výdaje rovnají peněžním příjmům (cash flow) generovaným investicí.
- **Čistá současná hodnota (NPV net present value)** slouží k porovnání současné hodnoty peněžních příjmů plynoucích z dané investice s investičními výdaji.

8.4 Výpočet efektivnosti a návratnosti vložených investic

8.4.1 Výpočet efektivnosti

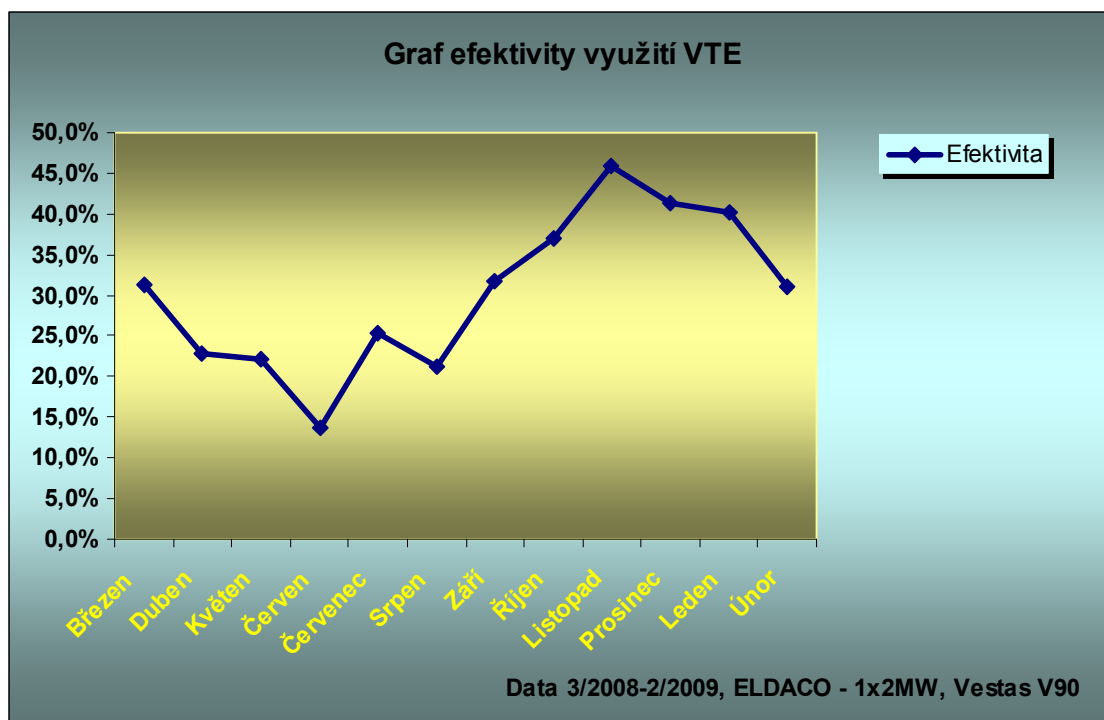
Při výpočtu efektivnosti a návratnosti investic budu vycházet z dat poskytnutých firmou ELDACO a firmou VAPOL.

- Firma ELDACO poskytla data s obsahem jednoho roku provozu VTE. Tato větrná elektrárna má výkon 2 MW, výšku stožáru 105m a průměr rotoru je 90 m. Výrobce dané elektrárny je firma Vestas. Tato elektrárna je postavena z nových dílů.
- Firma VAPOL poskytla data s obsahem čtyř let provozu dvou VTE. Tyto větrné elektrárny jsou o celkovém instalovaném výkonu 300 kW. Technologie je u obou stejná a jedná se o výrobek s označením Bonus. Elektrárny mají výšku stožáru 30 m a průměr rotoru 24 m. Větrné elektrárny jsou postaveny z repasovaných dílů.

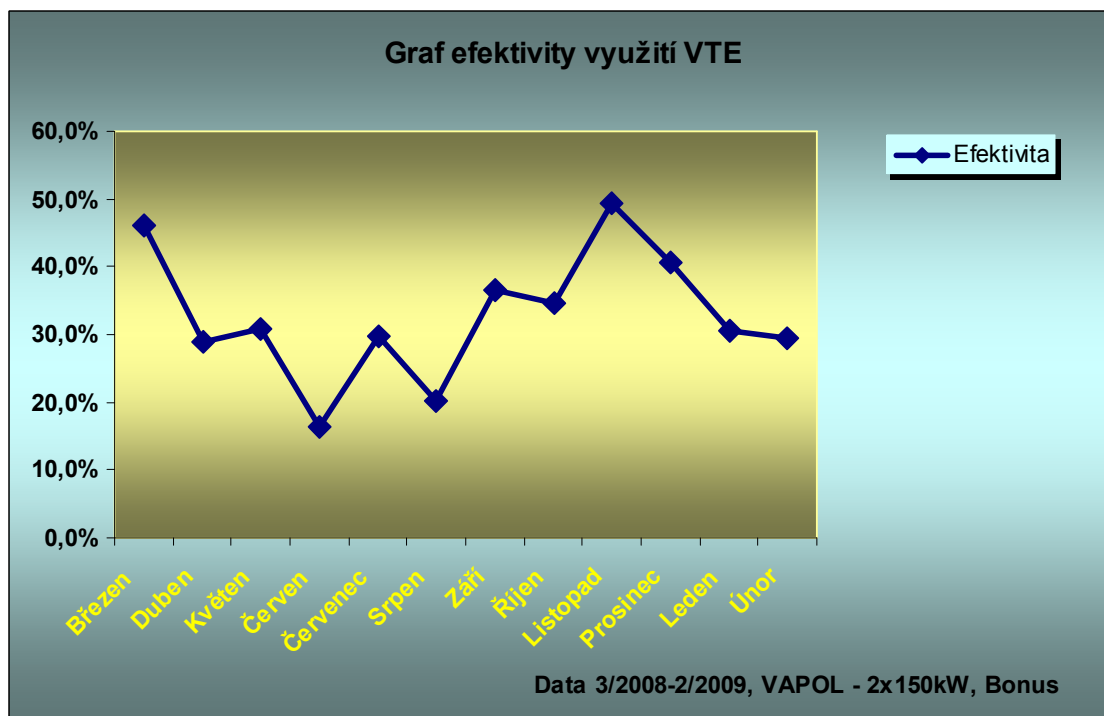
Pro posouzení efektivity využití VTE jsem použil shodné období v rámci stejného roku. Tímto krokem je zajištěna částečná věrohodnost daných výsledků v rámci větrného potenciálu. K výpočtu byl použit vzorec: $k_r = (P_r/P_i) \cdot 100$ a data použity z tabulky č.8.1

Rok	Měsíc	Vyrobená el energie data ELDACO (kWh)	Vyrobená energie data VAPOL (kWh)
2008	Březen	456016	50450
	Duben	331790	31570
	Květen	322216	33631
	Červen	201351	17966
	Červenec	370389	32500
	Srpen	310295	22050
	Září	462918	40070
	Říjen	540596	37942
	Listopad	670012	53933
	Prosinec	603674	44474
2009	Leden	586045	33595
	Únor	454222	32201

Tabulka 8.2 Dodaná data firmy ELDACO a VAPOL.

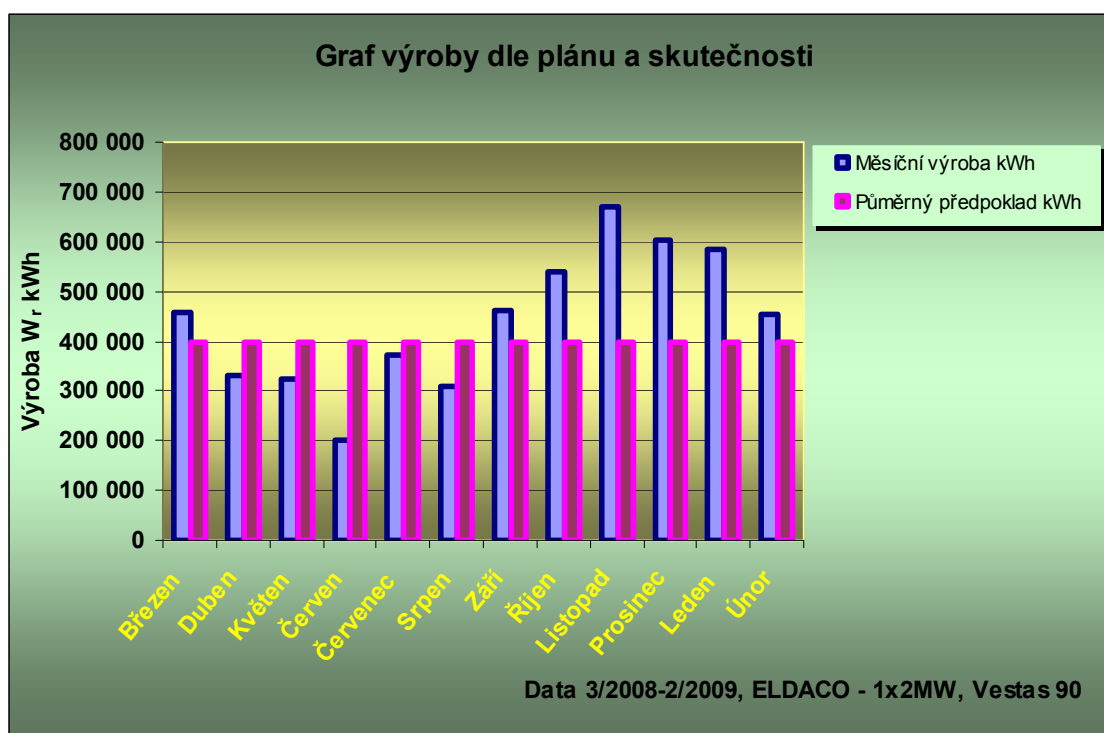


Graf 8.1 Efektivita roční výroby energie VTE - ELDACO.

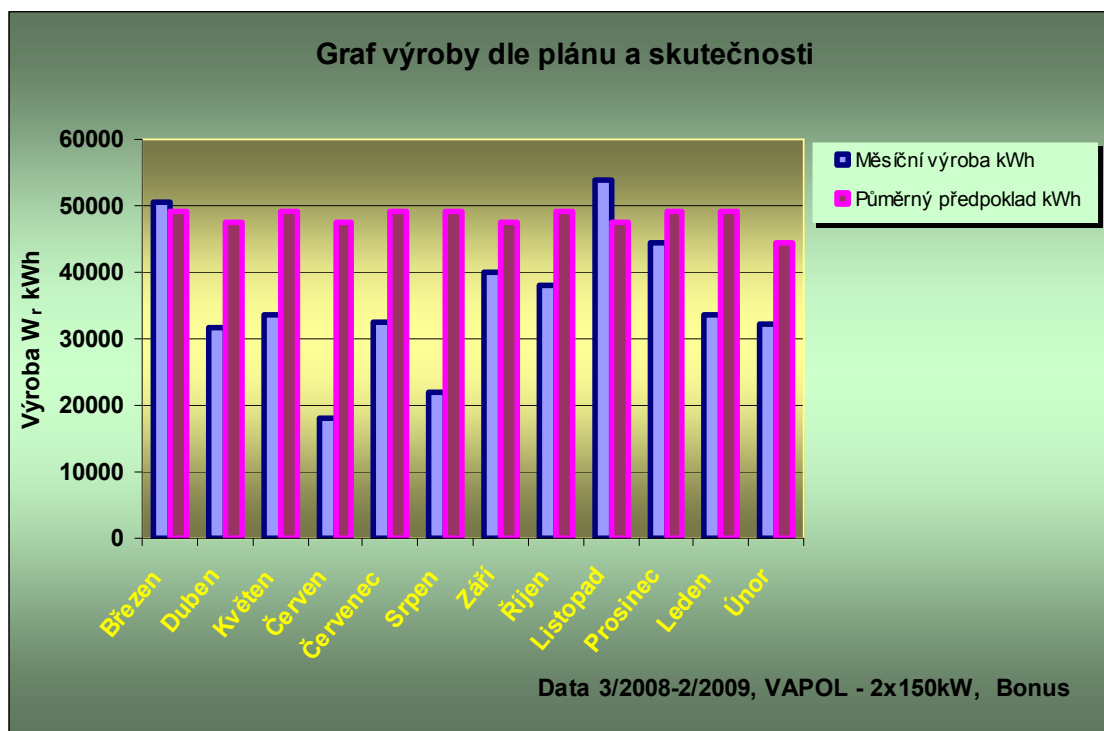


Graf 8.2 Efektivita roční výroby energie VTE - VAPOL.

Z grafů č. 8.1 a 8.2 je patrné v obou případech, že roční průměr efektivnosti je přes 30%. U repasované VTE Bonus je dokonce přes 32%. Naopak naplnění předpokladu výroby je u VTE Vestas 111% a u Bonus 74%. Tyto čísla jsou patrná na grafech č. 8.3 a 8.4 a jasně ukazují, jak věrohodně jsou sestavena data před výstavbou VTE, získaná při měření dané lokality. Tyto nepřesnosti se však podstatně dotýkají ekonomiky budoucí elektrárny, protože z takto nepřesných údajů se sestavuje celý investiční projekt. V případě, kdy vyráběná energie, tak jako u Bonusu je oproti plánu jen 74% a investice by byla financována ze zdrojů banky, nastane situace, která již dříve položila několik provozovatelů a to neschopnost splácet daný úvěr. V dnešní době jsou již banky velmi opatrné a mají vyškolené specialisty na posuzování těchto investičních záměrů.



Graf 8.3 Porovnání výroby dle plánu a skutečnosti – ELDACO.



Graf 8.4 Porovnání výroby dle plánu a skutečnosti – VAPOL.

8.4.2 Návrh investic

Dále se budu snažit z dodaných dat a informací získaných o všech skutečnostech plynoucích z přípravy, stavby a provozu VTE sestavit tabulku návratnosti investic.

- U firmy ELDACO jsem počítal s vlastním kapitálem 20% pro získání půjčky na výstavbu větrné elektrárny. Firma si připlatila u výrobce větrné elektrárny firmy VESTAS pětileté období záručních servisních prací, včetně oprav a to 3% ze základní ceny VTE. 80% investičních nákladů získá firma pomocí půjčky na 7,5% úrokové sazby na 15 let z banky. Dalšími náklady pro provoz jsou náklady na pojištění, energie, údržba elektrárny včetně příjezdové cesty. Elektrická energie se předává dle pravidel distribuční společnosti a tak má firma včetně ceny za vyrobenou energii nárok na tak zvaný zelený bonus. Některé informace pro vytvoření takto navrhované návratnosti investic podléhají obchodnímu tajemství a tak jsem některé údaje použil z jiných dostupných zdrojů, jako například cenu za elektrickou energii jsem použil z cenového rozhodnutí ERU, délku splácení vztahuji na časové období s odkazem na podporu zákona 180/2005 Sb. o garantované výkupní ceně. Opravy a servis se pohybují okolo 1 % ceny základní investice, a zde jsem použil informace od firmy ELDACO.

Z tabulky č. 8.3 je patrná doba tří a půl let, po kterou větrná elektrárna bude splácet samotný vlastní kapitál a po této době bude splácet jen úvěr a nutné výdaje. Do tabulky jsem zahrnul roční náklady na opravy a servis počínaje 6. rokem na opravy soustrojí a servisní práce přímo na větrné elektrárně, jako jsou například revize, kontroly olejových náplní, kontrola statiky.

Výpočty v tabulce vycházejí z jednoho roku již vyrobené energie a konkrétní přesnost je závislá na mnoha faktorech, z nichž nejdůležitějším je roční výroba, která se může pohybovat v různých mezích. Cena dle ERU a zákona 180/2005 Sb., se zaručuje po dobu 15 let. Tato cena může být pro následující rok nižší, ne však pod 95% ceny platné v daném roce, dále se navyšuje o inflaci. Životnost elektrárny se odhaduje na 20 let, a proto mohu z dané tabulky opsat údaj o vytvořeném zisku po patnáctiletém provozu v hodnotě 19,88 mil. Kč. V této době již bude splacen úvěr ve výši 68,952 mil. Kč, i s přeplatkem téměř 48,3 mil. Kč. Majiteli pak zůstává větrná elektrárna, co do životnosti tak na 5 let a slušný provozní kapitál.

- U firmy VAPOL jsem počítal s vlastním kapitálem 100% na výstavbu VTE. Firma vybudovala VTE z repasovaných dílů v roce 2005. Dalšími náklady pro provoz jsou náklady na energie, údržba elektrárny včetně příjezdové cesty, opravy. Elektrická energie se předává dle pravidel distribuční společnosti a tak má firma včetně ceny za vyrobenou energii nárok na tak zvaný zelený bonus. Cenu za elektrickou energii jsem opět použil z cenového rozhodnutí ERU, délku návratnosti investic jsem pro časové srovnání nechal také na 15 let. Tento údaj je daný zajištěným výkupem garantovaných cen.

Z tabulky č. 8.4 je patrná doba osmi a půl let, po kterou větrná elektrárna bude splácet samotný vložený kapitál, a po této době bude splácet jen nutné výdaje. Do tabulky jsem zahrnul roční náklady na opravy a servis. Výpočty v tabulce vycházejí ze čtyřletého provozu vyrobené energie a konkrétní přesnost je závislá na mnoha faktorech, z nichž nejdůležitějším je roční výroba, která se může pohybovat v různých mezích. Cena dle ERU a zákona 180/2005 Sb., se zaručuje po dobu 15 let. Tato cena může být pro následující rok nižší než však pod 95% ceny platné v daném roce, dále se navyšuje o inflaci. Životnost elektrárny se odhaduje na 20 let, nikdo ovšem nepopsal, jak se bude chovat životnost u repasovaných dílů elektrárny. Z tabulky je patrné, že v polovině roku 2013 bude daná elektrárna, co se týče investičních nákladů splacená a od tohoto období se počítá jen zisk, který má po patnáctiletém období hodnotu 5,8 mil Kč.

Údaje od 3/2008 (v mil.)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Investiční náklady na VTE	73														
Celkové investiční náklady	84														
Náklady na záruční servis 3% z základů VTE	2,19														
Vlastní kapitál	17,238														
Půjčka z banky	68,952														
Úrok 7-8% vezmeme v potaz střední hodnotu na 15 let															
	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811	7,811
Roční náklady na opravy a servis	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Roční náklady na provoz s pojištěním - navýšení 2% ročně	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,79	0,80	0,82	0,84	0,85	0,87
Roční výroba v MW	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300	5300
Roční výroba přepočítaná na cenu Kč cena 1MW=2550Kč	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515	13,515
Odpočitatelné položky	0	0	0	0	0	2,03	2,22	2,23	2,25	2,26	2,28	2,29	2,31	2,33	2,34
Daň z příjmu po odečtení odpočitatelných položek	0	0	0	0	0	2,76	2,71	2,71	2,70	2,70	2,70	2,69	2,69	2,68	2,68
Náklady celkem	25,71	8,48	8,50	8,51	8,53	9,54	9,55	9,57	9,58	9,60	9,62	9,63	9,65	9,66	9,68
Cena za el. energii po zdanění	13,52	13,52	13,52	13,52	13,52	10,76	10,80	10,81	10,81	10,81	10,82	10,82	10,83	10,83	10,83
Čistý zisk v daném roce	-12,19	5,03	5,02	5,00	4,99	1,22	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,19	1,18	1,17	1,15
Roční umoření zisku v investičních nákladech		-7,16	-2,15	2,86	7,85	9,07	10,32	11,55	12,78	13,99	15,20	16,39	17,57	18,73	19,88

Tabulka 8.3 Návratnost investic ELDACO.

Údaje od 5/2005	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Investiční náklady na VTE	3														
Celkové investiční náklady	7														
Roční náklady na opravy a servis	0,07	0,003	0,03	0,003	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Roční náklady na provoz navýšení 2%	0,1	0,102	0,104	0,106	0,108	0,11	0,112	0,114	0,116	0,118	0,12	0,122	0,124	0,126	0,128
Roční výroba v MW	217	375	474	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469
Roční výroba přepočítaná na cenu Kč cena 1MW=2700-2900Kč	0,586	1,05	1,327	1,313	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Odpočitatelné položky	0,17	0,105	0,134	0,109	0,158	0,16	0,162	0,164	0,166	0,168	0,17	0,172	0,174	0,176	0,178
Daň z příjmu po odečtení odpočitatelných položek	0,0998	0,2268	0,2863	0,289	0,2885	0,288	0,2875	0,287	0,2866	0,2861	0,2856	0,2851	0,2846	0,2842	0,2837
Náklady celkem	7,17	0,105	0,134	0,109	0,158	0,16	0,162	0,164	0,166	0,168	0,17	0,172	0,174	0,176	0,178
Cena za el. energii po zdanění	0,4862	0,8232	1,0407	1,024	1,0715	1,072	1,0725	1,073	1,0734	1,0739	1,0744	1,0749	1,0754	1,0758	1,0763
Čistý zisk v daném roce	-6,684	0,7182	0,9067	0,915	0,9135	0,912	0,9105	0,909	0,9074	0,9059	0,9044	0,9029	0,9014	0,8998	0,8983
Roční umóření zisku v investičních nákladech		-5,966	-5,059	-4,144	-3,23	-2,318	-1,408	-0,499	0,4085	1,3144	2,2188	3,1217	4,023	4,9229	5,8212

Tabulka 8.4 Návratnost investic VAPOL.

9 Závěr

Větrná energie, jako obnovitelný zdroj v dnešní době zažívá největšího rozmachu u nás, ale i v celé Evropské unii. I přes masivní podporu je prosazení tohoto obnovitelného zdroje velmi složité a časově náročné. Jak ukazuje reálný provoz, bude při masivním nasazení větrných elektráren nutno řešit výkonové zálohy při výpadku. Při stávajících možnostech se jako vhodná záloha jeví využití přečerpávací vodní nebo špičková plynová elektrárna s akumulací tlaku vzduchu. Dalším zajímavým zdrojem zálohy horských větrných elektráren mohou do jisté míry být fotovoltaické články. Při zkoumání denního využití, větrná elektrárna nejvíce vyrábí přes noc a ve špatném počasí, což je přesně opačný případ fotovoltaiky. Fotovoltaika nepokryje všechny nutné zálohy, avšak po výstavbě odpovídajícího množství se značně sníží náklady na nutné výkonové rezervy. Při použití jiných záloh, které jsem uvedl v tomto závěru, bude cena za zálohu příliš vysoká, neboť výrobce si takto nestálou výrobu jen v případě potřeby, nechá zaplatit včetně času, kdy elektrárna mohla, ale nedodávala plný výkon. Velmi náročný úkol byl popsat spolehlivost větrných elektráren, neboť žádný výrobce, ani provozovatel neposkytuje informace o poruchách jednotlivých dílů větrné elektrárny. Tato skutečnost je pochopitelná ze dvou příčin, jednou příčinou je konkurenční boj výrobců o nového zájemce na koupi elektrárny, a dále pak jde o mlžení ze stran některých majitelů elektráren, kteří nechtějí přiznat špatné hospodářské výsledky vyvolané poruchami. I přes neochotu některých subjektů se mi podařilo získat alespoň nějaké informace a tak mohu popsat závěrem spolehlivost, kterou jsem rozdělil na dvě základní oblasti, kde jedna se dotkla přímo technologických částí elektrárny a druhá vycházela z pohledu dodávek do elektrizační sítě. Dnes můžeme říci, že s příchodem nových materiálů a hlavně vhodnějších lokalit pro stavbu VTE, včetně vlastního výběru větrné elektrárny, se poruchovost snížila na přijatelnou úroveň. Dále jsem popsal návratnost investic pro větrné elektrárny, které již jsou v provozu a dodávají energii do energetické sítě. Firma ELDACO a firma VAPOL pro tuto část dodala potřebná data o množství vyrobené energie a naznačila finanční náročnost na provoz a údržbu. Z takto získaných dat jsem vypracoval návratnost investic, která může vypovídat o skutečném stavu jen z hlediska odhadu, neboť některé údaje jsem z důvodu ochrany obchodního tajemství nezískal, a tak jsem tyto chybějící data vytvořil na základě dostupných informací. Z takto sestavené tabulky č. 8.3 a 8.4 je patrná návratnost investic u firmy ELDACO již v průběhu čtvrtého roku provozu a do konce patnáctileté garance ceny tato elektrárna ještě vydělá 19,88 mil. Kč. U druhé elektrárny, byla situace jednodušší, neboť majitel firma VAPOL danou elektrárnu postavila z repasovaných dílů a platila celou investici z vlastních prostředků. I přes tyto skutečnosti je návratnost investic v devátém roku provozu a po patnácti letech, kdy skončí platnost garance ceny je celkový kladný zisk 5,82 mil. Kč. Jak je patrné z výpočtů návratnosti investic, není to pro majitele při zmíněných nákladech na výstavbu a provoz žádný velký zisk. Jsou zde však dodrženy podmínky ceny návratnosti investic do patnácti let provozu, které udává zákon 180/2005 Sb. Největší zisk z takových obchodních transakcí mají do jisté míry banky, neboť poskytnutý úvěr při celém zaplacení vynese bance 70 % půjčených prostředků, a přes možnost nesplacení úvěru mají banky elektrárnu v zástavě. Skutečná pohroma však teprve přijde, pokud stát skončí vyplácení zeleného bonusu. V takovém případě se budoucím investorům investice tohoto charakteru po dobu životnosti větrné elektrárny nezaplatí. Bude velmi zajímavé sledovat vývoj VTE po naplnění závazku ČR vůči EU o zajištění 8 % pokrytí spotřeby energie z obnovitelných zdrojů. ak se zachová nejen stát v rámci dotací a vyplácení zeleného bonusu, ale zároveň přenosové a distribuční společnosti.

10 Literatura

- [1] Ing. Miroslav Havránek, CSc, Diagnostika pro větrné elektrárny, Trendy, 2007/9
<http://www.mmspektrum.com/clanek/diagnostika-pro-vetrne-elektrarny>
- [2] Vladimír Velek, Ekologická politika EU, její cíle, rozptýlené zdroje elektřiny a dopady na elektrizační soustavu, ČK CIRED, 2008/11
- [3] Ing. Jan Lindovský, Integrace větrných elektráren do elektrizační soustavy, Práce ke státní doktorské zkoušce 2009
- [4] Karel Máslo, Andrew Kasembe, Požadavky na větrné elektrárny, ČK CIRED, 2008/11.
- [5] Dlouhodobé bilance ES ČR, EGÚ Brno, a.s., prosinec 2006
- [6] Petr Krivák, (Petr Bača), Současné možnosti akumulace elektrické energie ve fotovoltaických aplikacích 2007
- [7] J.Čermák, Obnovitelné zdroje energie a možnosti jejich uplatnění v České republice – ČEZ, a.s.
- [8] Jiří Hošek, Josef Štekl, Větrný potenciál České republiky a možnosti jeho využití - Vesmír 84, 332, 2005/6
- [9] RNDr.Josef Štekl, CSc, Možnosti větrné energetiky v ČR. Obnovitelné zdroje energie. Praha, 49, č. 3, 77-1996
- [10] Cesty k akumulaci elektrické energie, http://www.simopt.cz/energyweb/web/index.php?display_page=2&subitem=1&ee_chapter=6.1.6&PHPSESSID=08654e6c6cccd96261d05495a6ac1567
- [11] Bednář, J., Zikmunda, O.: Fyzika mezní vrstvy atmosféry. Academia, Praha, 1985/12
- [12] Němec Luděk , Hydrostatické systémy a převodovky větrných elektráren,
http://tschechien.ahk.de/fileadmin/user_upload/German_Days/Praesentationen/Nemec_Bosch_Rexroth.pdf
- [13] Crome, H.: Technika využití energie větru - svépomocná stavba větrných zařízení. HEL, Ostrava 2002
- [14] Hallenga, U.: Malá větrná elektrárna. HEL, Ostrava, 1999.
- [15] Koč, B.: Šance pro vítr. Ekocentrum, Brno, 1996
- [16] Kol. autorů: Energie - kde ji vzít? Příručka. EkoWATT, Praha, 1993.
- [17] Rychetník, V., Pavelka, J., Janoušek, J.: Větrné motory a elektrárny. ČVUT, Praha, 1997
- [18] Sládek, I., Rychetník, V.: Větrná situace v ČR. Praha, 1989.
- [19] Schulz, H.: Savoniův rotor - návod na stavbu. HEL, Ostrava, 2002
- [20] Jiří Beranovský, František Macholda, Karel Srdečný, Jan Truxa, i-EKIS,
<http://www.i-ekis.cz/?page=vitr>
- [21] Perspektivy větrné energetiky v České republice, Česká společnost pro větrnou energii Praha 17.6.2008, <http://m3v.ppc.cz/Dokumenty/Perspektivy%20vetrne%20energetiky%20v%20CR%20CSVE.pdf>
- [22] Zákon 180/2005 Sb. O podpoře výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie.....
- [23] Cenové rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č.8/2008
- [24] Jaroslav Kaminský, Mojmír Vrtek, Oto Pumpřla, Technicko-ekonomické hodnocení provozu větrných elektráren v ČR, ČK CIRED, 2006/11 VŠB-TU Ostrava
- [25] Tůma, J., Rusek, S. a kol.: Spolehlivost v elektroenergetice, CONTE, Praha 2006.
- [26] Hradílek, Z.: Elektroenergetika, VŠB-TU, Ostrava 1992.
- [27] Josef Štekl, Časová variabilita rychlosti větru a předpověď výroby větrnými elektrárnami, ČK CIRED, 2008/11

- [28] Mojmír Štěrbá, Regulace, akumulace - neuralgický bod elektrizační soustavy, 2008/5
- [29] Energy Dictionary, WEC 1992
<http://diskuse.elektrika.cz/index.php/topic,1599.0.html>
- [30] Petr Němec, Ekonom, 2008/10
http://ekonom.ihned.cz/c4-10152900-28888460-400000_d-elektrarny-se-naucily-plavat
- [31] Wikipedie Otevřená encyklopedie, 2009/3
http://cs.wikipedia.org/wiki/V%C4%9Btrn%C3%A1_elektr%C3%A1rna
- [32] doc.Dr.Ing. Zdeněk Medvec, Ekonomika a management v elektroenergetice, Učební texty VŠB-TU Ostrava, 2007